



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

19. Februar 2025

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026

Erläuternder Bericht

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	1
2.	Grundzüge der Vorlage	1
2.1	Netztarifierung.....	1
2.2	Messwesen	2
2.3	Flexibilität	4
2.4	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	8
2.5	Rückerstattung des Netznutzungsentgelts	10
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	18
3.1	Messwesen	18
3.2	Netztarifierung, Flexibilität und lokale Elektrizitätsgemeinschaften	18
3.3	Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt.....	18
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	19
4.1	Netztarifierung und Flexibilitätsregulierung.....	19
4.2	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	19
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	20
5.1	Netztarifierung.....	20
5.2	Flexibilität	20
5.3	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	20
5.4	Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt.....	21
6.	Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz.....	21
7.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	21

1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 im Rahmen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (BBI 2023 2301) das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) geändert. In der Folge sind Änderungen der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) notwendig. Die Gesetzesrevision tritt gestaffelt auf den 1. Januar 2025 und auf den 1. Januar 2026 in Kraft. Mit der vorliegend erläuterten Verordnungsrevision werden die auf den 1. Januar 2026 in Kraft gesetzten Gesetzesänderungen auf Verordnungsstufe umgesetzt.

2. Grundzüge der Vorlage

Vorbemerkung: In allgemeiner Weise kann im Bereich der StromVV betreffend die Bearbeitung von Daten festgehalten werden, dass sich der Umfang der allfälligen Bearbeitung von Personendaten direkt aus dem jeweiligen Zweck der Bearbeitung ergibt. Diese Daten dürfen ausserdem nur in dem Umfang, wie es für ebendiesen Zweck notwendig ist, bearbeitet werden.

2.1 Netztarifierung

Bei der Netztarifierung geht es darum, durch eine kostenorientiertere Tarifierung die Verursachergerechtigkeit in der Anlastung der Netznutzungskosten zu stärken. Hierdurch ergeben sich für flexible Endverbraucherinnen und Endverbraucher stärkere Anreize, ihren Strombezug an der Netzbelastrung auszurichten und damit das Stromnetz zu entlasten. Schliesslich können durch weniger verbrauchsabhängige Netznutzungsentgelte den Eigenverbrauchern ihre verursachten Netzkosten besser angelastet werden. Mittel bis langfristig können über flexiblere Netznutzungsentgelte zukünftige Netzausbaukosten reduziert werden. Bei einer möglichst verursachergerechten Anlastung der Netzkosten ist zu beachten, dass diese zu grossen Teilen strukturbedingt und zu einem erheblichen Teil leistungsabhängig sind. Verbrauchsabhängige Kosten machen nach der Netztarifierungsstudie von Consentec et al. («Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie», 2021, Studie für das Bundesamt für Energie [BFE]) nur gut 10 Prozent aus. Neben der Steigerung der Verursachergerechtigkeit soll die Netztarifierung aber weiterhin Anreize zur effizienten Elektrizitätsverwendung und neu auch für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen (Art. 14 Abs. 3 Bst. e StromVG). Dies bedeutet, dass die Verursachungsgerechtigkeit der Kostenallokation einen höheren Stellenwert bekommt und ihre systemischen Anreize zu einem geringeren oder zumindest verzögerten Netzausbau berücksichtigt werden.

Einführung dynamischer Netznutzungstarife und allgemeine Tarifierungsgrundsätze

Um die Verursachergerechtigkeit zu verstärken und die geforderten systemischen Anreize zu setzen, soll v.a. die Einführung und Verbreitung von dynamischen Netztarifen gefördert werden. Indem diese Tarife zeitlich variabel sind und auf die aktuelle Knaptheit des Netzes eingehen, können sie die Netzbelastrung besser steuern als fixe Tarife. Somit geben dynamische Netztarife geeignete Signale zur Netznutzung und können somit den Netzausbaubedarf verringern. Grundsätzlich können solche Tarife auf die gesamten Netzkosten angewendet werden, es ist dabei jedoch zu berücksichtigen, dass die strukturellen Kosten (Lage des Netzes usw.) nur bedingt durch die Netzbelastrung (Bezugsspitzen) beeinflusst werden.

Eine Voraussetzung für die Umsetzung eines dynamischen Tarifs ist die Nutzung von intelligenten Messsystemen, um eine hinreichende zeitliche Auflösung des Tarifs (bspw. 15-min oder stündlich) zu ermöglichen. Mindestanforderungen dazu werden festgelegt. Dynamische Preise können eine geeignete Untergrenze beinhalten, damit die strukturellen Kosten (welche unabhängig von der Netznutzung anfallen) gedeckt werden. Dies bedeutet, dass die strukturellen Kosten entweder direkt und gleichartig

in die dynamischen Netznutzungsentgelte eingerechnet werden (meist wohl Arbeitspreise). Alternativ können zusätzliche Grund- oder auch Leistungspreise verlangt werden, auch da dies verursachungsgerechter ist, weil die kapazitätsabhängigen Netzkosten so besser abgebildet werden. Letztere Komponenten sollten aber wegen den Rückwirkungen auf die Prosumer und die Energieeffizienz massvoll ausfallen, d.h. der dynamische Anteil sollte in diesem Fall überwiegen.

Im Hinblick auf eine höhere Verursachergerechtigkeit wird vorgegeben, dass die Einsparungen der Endverbraucher im dynamischen Tarif im Verhältnis zu den avisierten Netzkosteneinsparungen stehen müssen. Auch wird dem Schutz der Endverbraucher durch die Einführung verschiedener Transparenzregeln besonders Rechnung getragen. Dem Umstand, dass sich die Netzverhältnisse im Netz eines Netzbetreibers teilweise sehr stark unterscheiden können, kann neu durch die Einführung örtlich differenzierter Tarife begegnet werden.

Für die Tariffestlegung bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern auf Niederspannungsebene in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit weniger als 50 MWh Jahresverbrauch gilt wie bisher ein Mindestanteil von 70 Prozent für den Arbeitskomponentenpreis. Dieses Tarifierungsmodell ist weiterhin zwingend für Endverbraucherinnen und Endverbraucher ohne Smart Meter anzuwenden. Sind Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Smart Meter ausgestattet, so kann der Netzbetreiber neu auch dynamische Netztarife als ein Standardtarifierungsmodell wählen. Bei Einführung einer dynamischen Netztarifierung können auch höhere Leistungspreise als bisher vorgesehen werden, da explizite Vorgaben an die Arbeitskomponente entfallen. Wollen (insbesondere kleinere) Verteilnetzbetreiber in ihrem Netzgebiet keinen dynamischen Tarif einführen, so haben sie die weitere Option einen nach den historischen Lastspitzen hinreichend zeitlich differenzierten Leistungstarif einzuführen. In diesem Fall kann in der Basiskundengruppe der Mindestanteil für die Arbeitskomponente auf 50 Prozent abgesenkt werden. In beiden Fällen ist der Netzbetreiber weiterhin bei den Wahltarifen frei, bspw. kann er bei einem zukünftigen dynamischen Standardtarif den heutigen Tarif zusätzlich als Wahltarif anbieten. Um die Einführung dynamischer Netztarife als Standardtarife kundenseitig abzusichern, soll vorerst auch immer ein vorwiegend arbeitsabhängiger nicht-dynamischer Tarif als Wahltarif angeboten werden. Der Bundesrat wird die Verbreitung dynamischer Tarife und deren Auswirkungen auf die Endverbraucher beobachten. Sollte sich herausstellen, dass nicht-dynamische Tarife als Wahloption nicht mehr notwendig sind, kann auf diese Vorgabe an die Wahltarife verzichtet werden.

Für Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem höheren Jahresverbrauch gibt es weiterhin keine spezifischen Vorgaben in der Verordnung.

Verursachergerechtere Kostenwälzung zwischen Netzebenen

Weitere Verbesserungen in der Netztarifierung ergeben sich daraus, dass die Anteile in der Kostenwälzung zwischen den einzelnen Netzebenen stärker an die Kostenstrukturen angepasst werden. Der Leistungsanteil wird auf 90 Prozent erhöht. Für den Arbeitsanteil, der in der Wälzung zukünftig nur noch 10 Prozent ausmacht, gilt neu das sogenannte Nettoprinzip. Dies bedeutet, dass für die Feststellung des relevanten Arbeitsanteils die im untergelagerten Netz eingespeisene Elektrizitätsmengen mitberücksichtigt werden. Dem unterlagerten Netz wird nur diejenige Menge angelastet, welche effektiv netto über den Übergabepunkt nach unten fliesst. Diese Nettopraktik reflektiert den effektiven Fluss im Netz. Dieses Prinzip bedingt eine Umverteilung der gewälzten Kosten in Abhängigkeit dieser Einspeisungen. Hinzu kommt die stärkere Verteilung der gewälzten Kosten nach der Leistung. Schliesslich werden auch gesetzliche Unklarheiten in der Verrechnung der Leistungsanteile beseitigt. Es wird deshalb klargestellt, dass beim Leistungsanteil das Nettoprinzip gilt.

2.2 Messwesen

Der Gesetzgeber sprach sich gegen eine Marktoffnung im Bereich des Messwesens aus. Damit bleiben die Netzbetreiber in ihrem Netzgebiet alleine für das Messwesen zuständig. Die neuen Gesetzesvorga-

ben sehen indes eine transparentere Anlastung der Messkosten vor – eine Solidarisierung in den Netzkosten ist nicht mehr erlaubt. Namentlich sind die Netzbetreiber gehalten, auf der Grundlage ihrer anrechenbaren Messkosten verursachergerechte Messtarife festzulegen und diese zu veröffentlichen. Das Messentgelt fällt pro Messpunkt an und ist in der Rechnungsstellung gesondert vom Netznutzungsentgelt auszuweisen. Für verschiedene Arten von Messpunkten können unterschiedlich hohe Kosten und Aufwände beim Netzbetreiber anfallen. Das erhobene Messentgelt muss verursachergerecht ausgestaltet sein und darf die anrechenbaren Messkosten nicht übersteigen (vgl. Art. 17a Abs. 2 u. 3 StromVG). Entsprechend darf bei bidirektionalen Messungen an demselben Messpunkt nicht zweimal ein volles Messentgelt erhoben werden. Bidirektionale Messungen braucht es zum Beispiel bei in das Netz einspeisenden Prosumern und bei gewissen Anschlussvarianten von Speichern. Sofern dafür im Vergleich zu einer unidirektionalen Messung überhaupt einmalige oder wiederkehrende Mehrkosten anfallen, dürfen für die zweite Messung nur die betreffenden Mehrkosten in Rechnung gestellt werden. In gewissen Konstellationen könnte sich außerdem eine andere (z.B. eine proportionale) Aufteilung der tatsächlich anfallenden Kosten zwischen den beiden Messrichtungen rechtfertigen, etwa wenn die mit demselben Smartmeter bzw. Messsystem gemessene Ein- und Ausspeisung verschiedenen Personen zuzuordnen sind. Ein Beispiel dafür ist etwa, wenn bei einem sog. Contracting-Modell nicht die Endverbraucher eines Gebäudes (Eigentümer oder Mieter), sondern ein Dritter dort eine PV-Anlage betreibt und dem Netzbetreiber die eingespeiste Elektrizität in seinem Namen und auf seine Rechnung veräusserst. Einen Spezialfall stellen virtuelle Messpunkte dar: Bei diesen entfällt jeweils die Kostenposition des Messgerätes. Jedoch verbleiben gewisse Kosten für die einmalige Programmierung und für Softwarelizenzen, die grundsätzlich verursachergerecht überwälzt werden müssten. In der Regel ist die Höhe dieser Kosten überschaubar, daher sollten entsprechende Tarife erwartbar deutlich geringer ausfallen als bei einem üblichen Messpunkt. Es ist der Branche überlassen, ob sie diese Kosten verursachergerecht mittels entsprechenden Tarifs verrechnen oder ob sie im Sinne der Effizienz und unter Anwendung einer Bagatellgrenze allenfalls auf die Verrechnung verzichten.

Systematisch werden die neuen Regelungen zum Messwesen vor den mit der letzten Revision per 1. Januar 2025 eingeführten Regelungen zu den Informationsprozessen und zur Datenplattform eingefügt, so dass es zu Verschiebungen in der Nummerierung bei den Letzteren kommt.

Monitoring beim Messtarif und Informationspflicht im Zusammenhang mit Energieeffizienz

Auf der Verordnungsstufe werden diese Vorgaben zur Anlastung der Messkosten weiter konkretisiert. Die Messtarife sind analog zu den Netznutzungs- und Grundversorgungstarifen für jedes Kalenderjahr neu festzulegen. Dabei sind für die unterschiedlichen Anschlussleistungen jeweils auch unterschiedliche Tarife vorzusehen. Weiter legt der Bundesrat die Grundlagen zur Berechnung der anrechenbaren Messkosten fest. Die Vorgaben für die anrechenbaren Betriebskosten und die kalkulatorischen Kapitalkosten der für das Messwesen erforderlichen Anlagen gestalten sich ähnlich zu den entsprechenden Vorgaben, die für den Netzbetrieb gelten. Dasselbe gilt für die Regelung zum Umgang mit Deckungsdifferenzen aus vergangenen Tarifperioden.

Für die Messtarife wird neu ein jährliches Monitoring durch die ElCom vorgesehen. Damit soll einerseits eine effiziente Überprüfung der Tarife sowie eine Vergleichsbasis geschaffen werden. Vorerst wurde auf die Einführung einer Obergrenze bei den Messtarifen verzichtet, da zunächst mittels Monitorings in diesem Bereich Erfahrungswerte gesammelt werden müssen. Sollte sich aber aufgrund des Monitorings künftig zeigen, dass die Messtarife grundsätzlich und nicht nur einzelfallweise zu hoch angesetzt werden, wird erneut über die Einführung einer Obergrenze befunden werden müssen.

Die neuen gesetzlichen Vorgaben sehen zudem vor, dass die Netzbetreiber die Endverbraucher informieren über die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr, über Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen sowie über den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs der Endverbraucher ihrer Kundengruppe.

Rasche Bereitstellung intelligenter Messsysteme und Datenzugang

Erwähnenswert ist zudem die folgende Neuerung: Bisher waren die Netzbetreiber gehalten, grössere Endverbraucher im freien Strommarkt und Erzeugungsanlagen, die neu ans Elektrizitätsnetz angeschlossen werden, beim Smart Meter-Rollout priorität zu bedienen (Art. 31e Abs. 2). Das Vorhandensein eines intelligenten Messsystems ist wegen der Möglichkeit zum Abruf der Messdaten (Art. 8a^{decies} Abs. 1) überdies auch bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch, lokalen Elektrizitätsgemeinschaften und beim Einsatz von Stromspeichern von entscheidender Bedeutung. Deshalb hat der Gesetzgeber weiteren Akteuren einen Anspruch auf zeitnahe Installation eines Smart Meters eingeräumt (Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG). Diesbezüglich sehen die Ausführungsvorschriften vor, dass die Netzbetreiber ab dem Zeitpunkt der Geltendmachung dieses Anspruchs maximal drei Monate Zeit haben, um die Installation des intelligenten Messsystems vorzunehmen.

Ferner haben die Messkunden neu, falls ein Netzbetreiber seine gesetzlichen Verpflichtungen nicht erfüllt, einen Anspruch darauf, dass ein Dritter (ein anderer Netzbetreiber oder ein anderes Unternehmen) einen zusätzlichen Zähler installiert. Dieser Dritte kann dem lokalen Netzbetreiber die Kosten für diesen zusätzlichen Zähler (inkl. Installation und Deinstallation) in Rechnung stellen. Diese Kosten sind keine anrechenbare Messkosten des Netzbetreibers. Der Bundesrat legt Preisobergrenzen für diese Kosten fest.

2.3 Flexibilität

Gemäss den neuen Bestimmungen zur Flexibilität im revidierten StromVG gilt Folgendes:

- Ein zentrales Grundprinzip lautet, dass die Flexibilitätsinhaber frei über ihre Flexibilität verfügen (Art. 17c Abs. 1 StromVG). Wer Flexibilität nutzen will, erschliesst sich die Nutzung durch Vertrag und gegen Vergütung. Auf der Grundlage dieser Regelung können sowohl Dritte als auch Aggregatoren oder VNB die Flexibilität, die sie zuvor von den Flexibilitätsinhabern erworben haben, kaufen und verkaufen. Die Beziehungen, die durch diese Art der Nutzung entstehen, sind bewusst nicht im StromVG geregelt und unterstehen daher der Vertragsfreiheit. Vorbehaltlich der spezifischen Regelungen im Zusammenhang mit der netzdienlichen Nutzung der Flexibilität durch den VNB gilt dieses Grundprinzip für alle Arten der Flexibilitätsnutzung, insbesondere für die Nutzung der markt- oder systemdienlichen Flexibilität (z. B. Frequenzhaltung) oder zur Optimierung des Eigenverbrauchs. Der Flexibilitätsmarkt sollte daher verschiedene Möglichkeiten für die Nutzung der Flexibilität bieten. Damit ist die Flexibilität dem Wettbewerb zwischen verschiedenen Käufern unterworfen.
- Spezifische Regelungen für die netzdienliche Nutzung der Flexibilität durch den VNB (Art. 17c Abs. 2–6 StromVG). Diese Regelungen betreffen unter anderem:
 - die vertragliche Nutzung der Flexibilität (Art. 17c Abs. 2 StromVG i. V. m. Art. 19b StromVV);
 - die garantierten nutzungen der Flexibilität (Art. 17c Abs. 4 und 5 StromVG i. V. m. Art. 19c StromVV) sowie;
 - die Weiternutzung der bestehenden Flexibilität (Art. 17c Abs. 3 StromVG i. V. m. Art. 19d StromVV).

Handelt ein VNB also gemäss seiner Rolle und seinen Aufgaben (vgl. Art. 8 StromVG), so können diese spezifischen Regelungen auf ihn angewendet werden, sofern er die Flexibilität des Flexibilitätsinhabers ausschliesslich netzdienlich (vgl. Art. 19a StromVV) und in seinem Netzgebiet (Art. 17c Abs. 2 und 4 StromVG) nutzt. Entsprechend legt die Verordnung fest, was als netzdienlich gilt (Art. 19a StromVV), und formuliert damit eine implizite Anforderung an die Vertragsgestaltung durch die VNB. Die VNB sollen die Flexibilität insbesondere im Sinne der Netzoptimierung gemäss dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau) nutzen. In diesem spezifischen Kontext ist eine andere

Nutzung als eine netzdienliche daher nicht möglich. Wenn ein VNB jedoch als Grundversorger agiert, kann er die Flexibilität eines Flexibilitätsinhabers grundsätzlich zur Energieoptimierung (und nicht netzdienlich) nutzen. In diesem Fall gilt das Grundprinzip nach Artikel 17c Absatz 1 StromVG. Der VNB muss dann zwingend einen Vertrag mit dem Flexibilitätsinhaber abschliessen, wobei die Ausarbeitung der Einzelheiten den Parteien freigestellt ist. In dieser Situation würde der VNB zudem kaum von den obengenannten spezifischen Regelungen (Privilegien) profitieren, die ihm gewährt würden, wenn er entsprechend seiner Rolle und seinen Aufgaben handeln würde, indem er die Flexibilität netzdienlich nutzt (z. B. garantierter Nutzungen der Flexibilität).

Wie beim StromVG beschränken sich die vorliegenden Bestimmungen lediglich auf die verschiedenen spezifischen Regelungen, die sich aus den Beziehungen zwischen den Flexibilitätsinhabern und den VNB in Bezug auf die netzdienliche Nutzung der Flexibilität ergeben. Die VNB befinden sich nämlich in einer Monopolstellung und können die mit der Flexibilitätsnutzung verbundenen Kosten direkt dem Netz anrechnen (Art. 15 StromVG und Art. 13a^{bis} StromVV).

Die neue Regelung zur Flexibilitätsnutzung darf nicht mit derjenigen zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen verwechselt werden. Solche Systeme ermöglichen eine optimale und effiziente Nutzung der Flexibilität. Allerdings ist die Nutzung der Flexibilität auch mithilfe anderer Geräte möglich, z. B. mit Wechselrichtern. Die Nutzung der Flexibilität mit solchen «einfacheren Systemen» ist jedoch weniger gezielt und weniger präzise. In den Artikeln 19a–19d StromVV werden unter dem Begriff «Steuer- und Regelsystem» alle Systeme und Geräte zusammengefasst, mit denen die Flexibilität verwaltet werden kann.

Vertragliche Nutzung der Flexibilität

Jede neue Nutzung der Flexibilität setzt de facto eine neue Beziehung zwischen dem VNB und dem Flexibilitätsinhaber voraus. Dieses neue Verhältnis ist zwingend in einem Vertrag zwischen den beiden Parteien zu regeln. Entgegen dem Grundprinzip (Art. 17c Abs. 1 StromVG), wonach die Einzelheiten des Vertrags von den Parteien frei vereinbart werden können, muss der Vertrag, der sich aus dem Verhältnis zwischen VNB und Flexibilitätsinhaber im Rahmen einer netzdienlichen Nutzung ergibt, gewisse Mindestanforderungen erfüllen.

Garantierte Nutzungen der Flexibilität

Die Verordnung regelt die garantierten Nutzungen der Flexibilität für die Abregelung eines bestimmten Anteils der Einspeisung am Anschlusspunkt und bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs. In solchen Situationen sind die Rechte Dritter nachrangig und der Flexibilitätsinhaber kann in diesen Fällen die Nutzung nicht untersagen. Dies garantiert den VNB die netzdienliche Nutzung der Flexibilität in ihrem Netzgebiet, d. h. in ihrem Verteilnetz über alle Netzebenen hinweg, ohne dass sie dafür eine Vergütung ausrichten müssen. VNB, die als Grundversorger agieren und zu diesem Zweck grundsätzlich die Möglichkeit haben, die Flexibilität eines Flexibilitätsinhabers zur Energieoptimierung (und nicht netzdienlich) zu nutzen, haben jedoch keinen Anspruch auf das Privileg der garantierten Nutzungen. Die Kosten für die Abregelung einer geringen Menge der jährlichen Stromproduktion der Anlagen oder für Lastregelungen bei unmittelbarer Gefährdung des sicheren Netzbetriebs im Vergleich zu den Kosten des Netzausbau oder eines lokalen oder regionalen Stromausfalls sind in diesem Sinne als tragbar zu betrachten.

A. Abregelung eines bestimmten Anteils der Einspeisung am Anschlusspunkt

Die garantierten Nutzungen durch die VNB sollen im Rahmen des Einspeisemanagements eng begrenzt werden. Die Verordnung beschränkt die erzeugungsseitigen Vorgriffsrechte auf maximal 3 Prozent der jährlich produzierten Energie **am Anschlusspunkt**. Der VNB kann gegebenenfalls einen Vertrag mit dem Flexibilitätsinhaber abschliessen, um die zusätzliche erzeugungsseitige Flexibilität (gegen Vergütung) zu kontrahieren.

Als Anschlusspunkt gilt in den meisten Fällen der Punkt, der in Artikel 2 Absatz 2 der Niederspannungs-Installationsverordnung (NIV; SR 734.27) erwähnt wird, gemäss der Definition im VSE¹-Branchendokument «Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz)». Bei einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ist der Anschlusspunkt der Verknüpfungspunkt.

Die 3 Prozent ergeben sich aus der in den letzten Jahren auch in den Nachbarländern geführten Debatte darüber, dass die volatile Einspeisung insbesondere aus Solar- und Windenergie das Netz nur wenige Stunden im Jahr mit der absoluten Höchstleistung versorgt. Während vieler Stunden produzieren diese Anlagen mit einer Leistung, die unter dem Maximalwert liegt. Aus dem Verhältnis zwischen der Kosten-Nutzen-Beurteilung und den Netzkosten lässt sich ableiten, dass durch den Verzicht auf die maximale Einspeisung während gewisser Spitzenzeiten erhebliche Einsparungen bei den Netzkosten erzielt werden können. Mit anderen Worten: Das Reduzieren der eingespeisten Menge um wenige Prozentpunkte – nach der hier vorgesehenen Regelung 3 Prozent der jährlich erzeugten Energie – kann zu einer deutlichen Kostensenkung im Verteilnetz führen.

Auch wenn sich die Diskussion um das Kosten-Nutzen-Verhältnis des Einspeisemanagements bisher vor allem auf die Photovoltaik und die Windkraft konzentriert hat, ist diese Möglichkeit grundsätzlich auch auf andere Technologien übertragbar. Der Gesetzgeber hat die Abregelung der Einspeisung weder auf eine bestimmte Netzebene noch auf eine bestimmte Technologie beschränkt. Dank dieser Technologiefreiheit können die VNB Flexibilitätsmassnahmen dort umsetzen, wo sie am sinnvollsten sind, d. h. wo eine temporäre Leistungsverringerung zu einer vergleichsweise hohen Senkung der Netzkosten führt. Das bedeutet, dass auch grosse Speicherkraftwerke von dieser Regelung betroffen sind (z. B. Gougra, das viertgrösste am Verteilnetz angeschlossene Kraftwerk im Wallis, sowie alpine Solaranlagen oder Windkraftwerke). Zu präzisieren ist, dass sich die 3 Prozent nur auf die Produktion beziehen. Die Rückspeisung aus Speichern ist in diesen 3 Prozent nicht berücksichtigt.

Ziel des Gesetzgebers ist es, netzdienliche Flexibilität sowie Flexibilität «hinter dem Anschlusspunkt» zu entwickeln, indem die Möglichkeiten der Eigenverbrauchsoptimierung zur Netzentlastung genutzt werden. Dabei geht es darum, die Einspeisung am Anschlusspunkt zu begrenzen und nicht die Produktion der Anlage selbst. Diese Regelung erfolgt daher auf Basis einer Messung am Anschlusspunkt.

Im Rahmen der Verordnung wird der zu regelnde Anteil auf der Grundlage der jährlichen Energieerzeugung und nicht als Anteil der Einspeiseleistung festgelegt. Die VNB können daher die Einspeisung zeitweise z. B. bis auf null regeln, solange die 3 Prozent der Jahresproduktion nicht überschritten werden. Auch eine feste Beschränkung der Einspeiseleistung ist zulässig, sofern dadurch kein Produktionsverlust von mehr als 3 Prozent entsteht.

Berechnungsvorschlag

Die effektive Produktion jeder Anlage ist erst nach Ablauf eines Jahres bekannt. Es obliegt den VNB, transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Festlegung dieser 3 Prozent zu erstellen (Art. 19c Abs. 5 StromVV). Zwar könnte auf die Produktion des Vorjahres abgestellt oder ein Prognosemodell auf Basis von Variablen und Referenzanlagen entwickelt werden. Allerdings ist es Aufgabe der Branche, ein solches Modell zu definieren. Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen (Art. 27 Abs. 4 StromVV).

Die Schwelle von 3 Prozent soll dem VNB die Möglichkeit geben, die vermiedene Einspeisung in seine Netzplanung zu integrieren. Zudem kann der VNB jederzeit Verträge abschliessen, um Reduktionen von mehr als 3 Prozent zu vereinbaren, die dann vergütet werden müssen. Das Ziel dieser garantierten Nutzung der Flexibilität ist es, den VNB einen Ansatzpunkt zu bieten, durch neue Verträge und gegen Vergütung mehr Flexibilität zu kontrahieren, um so die Netzstabilität zu gewährleisten und Engpässe zu vermeiden.

¹ K. 3 NA/RR – CH 2024

Umsetzungshilfe: verschiedene Kombinationen von garantierten Nutzungen der Flexibilität

Es gibt heute verschiedene Kombinationen der Flexibilität, die einerseits von der Bereitschaft der VNB und Dritter und andererseits von den Zielen des Flexibilitätsinhabers abhängen. Aus diesem Grund und zur Gewährleistung jeder Art von Flexibilität – ob einfach oder komplex – ist die Implementierung verschiedener Flexibilitätslösungen akzeptabel. Im Gesetz wird technologienutral formuliert und lediglich auf die Energiemenge hingewiesen. Nachfolgend wird an zwei Beispielen aufgezeigt, wie die Einhaltung der 3-Prozent-Schwelle sichergestellt werden kann.

Beispiel: Einspeisung aus einer Photovoltaikanlage

Der VNB hat grundsätzlich zwei Möglichkeiten, um die garantierten Nutzungen seiner Flexibilität umzusetzen:

- A. Festlegung einer maximalen Einspeiseleistung am Anschlusspunkt: Der Grenzwert muss so gewählt werden, dass nicht mehr als 3 Prozent der Energie verloren gehen. (Bei typischen Photovoltaikanlagen beträgt der Energieverlust z. B. nur 1 bis 2 %, wenn die Leistung auf 70 % begrenzt wird.)
- B. Dynamische Regelung der Einspeiseleistung am Anschlusspunkt.

Bei Option A kann der Flexibilitätsinhaber entscheiden, wie er die garantierten Nutzungen der Flexibilität umsetzen möchte:

1. Er kann auf eigene Kosten ein System einrichten, das ihm hilft, die Anforderung zu erfüllen (z. B. durch das Laden eines Elektroautos oder einer Batterie bei einer zu hohen Einspeiseleistung oder, im ungünstigsten Fall, eine Leistungsbegrenzung oder Abschaltung des Wechselrichters).
2. Falls der Flexibilitätsinhaber kein solches System installieren möchte (z. B. weil es zu aufwändig oder zu teuer ist oder weil er die Energie aus den 30 % der Leistung, die er aufgrund seines Lebensstils tagsüber nicht verbraucht, nicht selber nutzen könnte), kann er die geforderte Begrenzung auch direkt am Wechselrichter einstellen.

Die Branchenvertreter erarbeiten ein Dokument, in dem die Aufteilung der Kosten für die verschiedenen technischen Komponenten (technische Anlagen, Kabel, Kasten usw.) auf die Akteure geklärt wird.

Beispiel: Einspeisung aus einer Windenergieanlage

In seiner Studie² zu den Netzausbaukosten hat das BFE aufgezeigt, dass die Kostensteigerungen durch die Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen vor allem auf den Netzebenen 3 und 5 anfallen, während auf Netzebene 7 der Lastzuwachs vorwiegend durch Wärmepumpen und die Elektromobilität verursacht wird. In diesem Zusammenhang haben die VNB die Möglichkeit, auch Anlagen zu regeln, die ins Mittel- oder Hochspannungsnetz einspeisen. Dies betrifft beispielsweise Windenergieanlagen, deren Produktion (und damit auch die Einspeisung, da solche Anlagen in der Regel keinen Eigenverbrauch haben) bei vorübergehend starkem Wind zu Netzüberlastungen führen kann. Der Netzbetreiber kann diese Anlagen dann teilweise oder vollständig abschalten, entweder auf Grundlage der garantierten Nutzungen der Flexibilität unter Einhaltung des 3-Prozent-Schwellenwerts oder auf vertraglicher Basis gegen Vergütung über die 3 Prozent hinaus. Außerdem soll eine Branchenlösung ausgearbeitet werden, um die durch die Regelung verursachten Verluste bestimmen zu können. Als Grundlage dafür können die Windmessungen der betroffenen Windenergieanlagen dienen.

B. Nutzung bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs

Eine ähnliche Möglichkeit steht den VNB bereits heute zur Verfügung (vgl. Art. 8c Abs. 5 und 6 StromVV). Um solche Gefährdungssituationen zu vermeiden oder deren Auftreten deutlich zu verrin-

² Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze (admin.ch)

gern, sind die VNB verpflichtet, entsprechende Massnahmen zu ergreifen und den Zugriff auf die Flexibilität durch Verträge oder dynamische Netztarife auszubauen. Dabei darf die Dringlichkeit keinesfalls als Normalfall angesehen werden. Die VNB informieren die EICOM jährlich über die getätigten Nutzungen nach Artikel 17c Absatz 5 StromVG.

Regel- und Ausgleichsenergie sowie Fahrpläne

Die Regelung eines beliebigen Produzenten (z. B. eines Wasserkraftwerks, das auf Netzebene 3 angeschlossen ist) kann zu Abweichungen in den Fahrplänen der Bilanzgruppen führen. In diesem Fall wäre Swissgrid gezwungen, Regelenergie einzusetzen und die dadurch entstehenden Kosten den entsprechenden Bilanzgruppen als Ausgleichsenergie in Rechnung zu stellen. Solche Situationen können jedoch vermieden werden, indem die Branche angemessene Kommunikationsprozesse entwickelt. Als Vorbild kann hierzu z. B. die Umsetzung von «Redispatch 2.0» in Deutschland dienen. Der Bundesrat geht davon aus, dass solche Einspeiseregelungen aufgrund des Ausbaus der Produktion von fluktuierenden erneuerbaren Energien zunehmen werden. Die Prozesse für die Kommunikation zwischen Produzenten, VNB, Bilanzgruppen und Swissgrid müssen von den beteiligten Akteuren in diesem Sinne weiterentwickelt werden.

Bestehende Flexibilität

Um die den VNB gewährten Rechte zu wahren und die Entwicklung der Flexibilität innerhalb der Verteilnetze zu fördern, hat der Gesetzgeber den VNB ein Vorrecht bezüglich der Weiternutzung der bestehenden Flexibilität eingeräumt (vgl. Art. 19d StromVV). Damit soll die Nutzung der Flexibilität, die vor dem Inkrafttreten der neuen Flexibilitätsregelung erworben wurde, fortgeführt werden können.

Die Verordnung legt fest, wie dieses Vorrecht umgesetzt wird. Zu diesem Zweck wird der Begriff der bestehenden Flexibilität präzisiert (Art. 19d Abs. 1 StromVV). Die vorgeschlagene neue Regelung fördert die Nutzung der Flexibilität, indem sie diese Nutzung für die VNB erleichtert und die Entstehung eines entsprechenden Markts ermöglicht. Die VNB müssen die bestehende Flexibilität nutzen können, solange der Flexibilitätsinhaber dies nicht untersagt (Opt-out).

Die Flexibilität gilt nur als bestehend, wenn der VNB sie bereits vor dem 1. Januar 2026 genutzt hat. Somit kann jede Art von Flexibilität, die bereits über einen Wechselrichter, eine Rundsteuerungsanlage oder ein Steuer- und Regelsystem verwaltet wird – also unabhängig davon, ob es sich um einfache oder komplexe Flexibilität handelt –, als bestehend erachtet werden. Wenn beispielsweise ein VNB vor dem 1. Januar 2026 ein intelligentes Steuer- und Regelsystem zur Steuerung einer bestehenden Wärme pumpe eingerichtet hat und nach diesem Datum Ladestationen beim selben Flexibilitätsinhaber installiert werden, gilt die Flexibilität aus diesen neuen Stationen nicht als bestehend, da der VNB diese vor dem 1. Januar 2026 nicht in Anspruch nehmen konnte.

2.4 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) ermöglichen eine lokale Vermarktung der selbst erzeugten Elektrizität über das öffentliche Netz innerhalb eines Quartiers oder auch einer Gemeinde. Dadurch kann bspw. eine bessere Nutzung der vorhandenen (Dach-) Flächen für Photovoltaik erfolgen.

Teilnahmebedingungen

An einer LEG können sich Prosumer, Speicherbetreiber, «normale» Endverbraucher und Erzeuger beteiligen, wenn sie örtlich nahe beieinander und auf der gleichen Netzebene eines Verteilnetzbetreibers angeschlossen sind (die Teilnahme an mehreren LEG ist indes ausgeschlossen). Eine LEG kann einen oder auch mehrere Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) als Teilnehmer beinhalten. Außerdem dürfen auch Elektrizitätsversorgungsunternehmen Erzeugungsanlagen oder Speicher in eine LEG einbringen und so an der Gemeinschaft teilhaben. Jeder Teilnehmer muss mit einem intelligenten Messsystem ausgerüstet sein.

Um das Näheprinzip («örtlich nahe beieinander») in einer LEG umzusetzen, wird die Netznutzung auf die Netzebene 7 und 5 beschränkt (mithin auf Netzebenen bis 36 kV). Die LEG-Mitglieder müssen sich auf einer Netzebene und beim gleichen Netzbetreiber befinden, d.h. es kann LEGs auf der Netzebene 5 oder 7 geben bzw. auf der Netzebene 7 unter Mitbenutzung der Netzebene 5. LEG-Konstellationen mit Teilnehmern, die auf mehr als einer Netzebene angeschlossen sind, sind schon vom Gesetz her ausgeschlossen. Räumlich kann sich eine LEG maximal über eine Gemeinde ausdehnen (Art. 17d Abs.3 StromVG), wobei alle Teilnehmer der LEG sich in derselben Gemeinde befinden müssen. Gemeindeübergreifende LEG sind ausgeschlossen, auch wenn ein Netzbetreiber mehrere Gemeinden versorgt. Die gesetzliche Regelung ergibt somit aufgrund unterschiedlicher Gemeindegrößen auch unterschiedlich grosse LEGs. Um die Gründung von LEGs zu erleichtern, soll die Anlagenleistung aller teilnehmenden Produktionsanlagen nur 5% der Anschlussleistung der LEG-Mitglieder betragen. Der innerhalb einer LEG selbst erzeugte Strom soll möglichst innerhalb der LEG abgesetzt werden. Werden die teilnehmenden Stromerzeugungsanlagen auch für den Eigenverbrauch genutzt, so zählt nur die nicht im Rahmen des Eigenverbrauchs bereits (eigen)verbrauchte Elektrizität als selbst erzeugte Elektrizität.

Interner Strom, reduziertes Netznutzungsentgelt und Reststrom

Die innerhalb einer LEG gehandelte Elektrizität (interner Strom) gilt als selbst erzeugt, wenn er die Produktionsmenge abzüglich des Eigenverbrauchs nicht übersteigt. Diese Elektrizität profitiert von einem reduzierten Netznutzungsentgelt. Die Reduktion bestimmt sich nach dem Umfang der genutzten Spannungsebenen. Bei der Festlegung der Reduktion der Netznutzungsentgelte für die Nutzung einer Netzebene (7 bzw. 5) in der Höhe von 40 Prozent wurde berücksichtigt, dass es nur geringe bis keine Kosteneinsparungen durch eine LEG geben kann, aber zugleich ein gewisser Abschlag zur Verbreitung des Modells notwendig ist. Zugleich kommen die anderen Netznutzer für die nicht der LEG verrechneten Kosten auf. Bei der Nutzung mehrerer Netzebenen wird ein reduzierter Abschlag von 20% gewährt, da es hier zu relevanten zusätzlichen Abstimmungskosten beim Netzbetreiber kommt und die Infrastruktur des Verteilnetzes umfangreicher benutzt wird.

Sofern die LEG noch zusätzliche Elektrizität benötigt (sog. Reststrom) kommt dieser vom Grundversorger (oder allfällig von einem Dritten bei marktberechtigten Mitgliedern). Für den Reststrom wird kein Abschlag beim Netznutzungsentgelt angewendet. Eine LEG ist auch offen für marktberechtigte Endverbraucher. Diese können aber über eine Teilnahme an einer LEG nicht in die Grundversorgung zurückwechseln. Durch die Teilnahme marktberechtigter Endkunden kann eine LEG prinzipiell auch mehrere Lieferanten haben, da nicht verlangt wird, dass ein marktberechtigter Kunde sich alleine über die LEG versorgt. Bei den nicht marktberechtigten Endverbrauchern darf die Teilnahme an einer LEG nicht zur Umgehung der Grundversorgung missbraucht werden. Dies bedeutet, dass ihr Reststrombezug alleine vom Grundversorger kommt und der Austausch in der LEG sich alleine auf die selbst erzeugte Elektrizität (ergänzt um den Reststrom vom Grundversorger) bezieht (vgl. Art. 17d Abs. 1 StromVG).

Eine LEG kann den Preis der intern erzeugten Elektrizität frei bestimmen. Sie kann auch für die Verrechnung der Netzentgelte eigene Regelungen treffen. Für rechtliche Auseinandersetzungen im Innenverhältnis einer LEG sind analog zum ZEV die Zivilgerichte zuständig. Ungeachtet der internen Regelungen haftet der einzelne Endverbraucher resp. Speicherbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber stets für den nach Artikel 19g Absatz 4 Buchstabe b i.V.m. Artikel 19g Absatz 5 ermittelten Betrag.

Bei der Umsetzung einer LEG findet eine umfängliche Abstimmung mit dem lokalen Netzbetreiber statt. Er ist für die Abwicklung der Abrechnungsprozesse zuständig. Hierzu gehört die Inrechnungstellung des Entgelts für die Netznutzung (wobei der reduzierte Tarif für die internen Transporte zu beachten ist), die Messung und die Grundversorgung mit dem zusätzlich benötigten Strom anhand der erfassten Messwerte. Eine LEG wird nicht von der Stromreserve und sonstigen Abgaben und Steuern befreit.

2.5 Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Regelungsbedarf

Die Verordnung enthält Ausführungsbestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts nach Artikel 14a Absatz 4 StromVG. Dabei werden drei Kategorien von Anlagen unterschieden: Speicher mit Endverbrauch (Bst. a), Umwandlungsanlagen (Bst. b) und Pilot- und Demonstrationsanlagen (Bst. c).

In Bezug auf die ersten beiden Kategorien (Speicher mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen) erfolgt die Rückerstattung nur für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung (und Umwandlung) zurückgespeist wird. Sie muss nachweislich ins Netz zurückgespeist werden. Für die Elektrizitätsmengen, welche aufgrund von Energieverlusten durch die Speicherung oder die Umwandlung verloren gehen, gibt es keine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts. Bei Pilot- und Demonstrationsanlagen ist nach gesetzlicher Vorgabe eine Rückspeisung der bezogenen Elektrizität für die Rückerstattung nicht notwendig.

Für die Erarbeitung einer praktikablen Umsetzungslösung für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Betreibern von Speichern mit Endverbrauch hat das BFE mit Vertretern der Branche (bestehend aus Mitgliedern von Swiss eMobility, aee suisse und dem Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen [VSE]) eine Arbeitsgruppe gebildet. Aufgrund der Komplexität der Umsetzung dieses Artikels einigte sich die Arbeitsgruppe auf eine pragmatische Lösung. Die in den nachfolgenden Abschnitten zur Rückerstattung dargelegten Beispiele wurden im Rahmen dieser Arbeitsgruppe erarbeitet und sollen eine Umsetzungshilfe darstellen. Die Fälle sind nicht abschliessend und erheben daher keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die Artikel 18d – 18i enthalten die zentralen Vorgaben für die Umsetzung der erwähnten Rückerstattungslösung. Deren konkrete Umsetzung auf Basis der pragmatischen Lösung wird in den nachfolgenden Erläuterungen dargestellt. Weitere Umsetzungselemente werden in den von den Netzbetreibern zu erlassenden Richtlinien (Art. 18i) zu konkretisieren sein. Die Arbeitsgruppe wird ihre Arbeit fortsetzen, um eine längerfristig orientierte Umsetzungslösung zu erarbeiten. Der Bundesrat beabsichtigt hinsichtlich der Weiterentwicklung der entsprechenden Verordnungsbestimmungen, die Arbeiten der Arbeitsgruppe weiterhin zu berücksichtigen.

Umsetzung der Rückerstattung

Die Gesetzesbestimmung umfasst eine Vielzahl von Sachverhalten, die durch die Verordnungsregelung präzisiert werden. Eine Speicheranlage mit Endverbrauch liegt beispielsweise vor, wenn eine stationäre Batterie in einem Haus installiert ist und wenn sie energiewirtschaftlich auch für Zwecke des Endverbrauchs eingesetzt wird bzw. dies messtechnisch nicht ausgeschlossen werden kann. Eine Speicheranlage mit Endverbrauch umfasst jedoch auch alle Installationen von bidirektionalen Ladestationen und damit indirekt auch Elektrofahrzeuge (die damit quasi zu «mobilen Speichern» werden). Die jeweilige Anlage kann des Weiteren mit einer Erzeugungsanlage (bspw. Solaranlage) verbunden sein.

Entsprechend den verschiedenen Verwendungszwecken der Speicheranlage mit Endverbrauch sieht der ausgearbeitete Regelungsvorschlag ausserdem die Unterscheidung zwischen Situationen mit respektive ohne verbundener Erzeugungsanlagen vor. Im Wesentlichen kann wie folgt unterschieden werden:

Bei einer Situation ohne Erzeugungsanlagen:

- Bei **stationären** Speichern, die nicht mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind (keine Photovoltaikanlage hinter dem gleichen Hausanschlusspunkt), wird die Rückerstattung auf der Grundlage der ins Elektrizitätsnetz eingespeisten Elektrizität berechnet. Da die Elektrizität nur aus dem Speicher kommen kann, ist es nicht notwendig, beim Speicher ein zusätzliches intelligentes Messsystem zu installieren.

- Bei **mobil**en Speichern (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) kann das Laden an einem anderen Ort als das Entladen des Speichers erfolgen. Im Sinne einer pragmatischen Lösung wird diesfalls einstweilen unabhängig vom tatsächlichen Bezug aus dem Netz das gesamte Volumen der aus dem Speicher zurückgespeisten Elektrizität für die Rückerstattung berücksichtigt. Zwar ist eigentlich nur die aus dem Netz bezogene Elektrizität rückerstattungsfähig. Jedoch kann derzeit nicht überprüft werden, ob die Elektrizität aus dem Netz bezogen wurde und gegebenenfalls an welchem Anschlusspunkt sie bezogen wurde.

Bei einer Situation mit Erzeugungsanlagen:

- Bei **stationären** Speichern, die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind (Photovoltaikanlage hinter dem gleichen Hausanschlusspunkt, deren Elektrizität im Speicher gespeichert wird), muss ein zusätzliches intelligentes Messsystem am Speicher installiert werden. Da bei stationären Speichern der Elektrizitätsbezug und die Rückspeisung immer am selben Ort und somit bei demselben Netzbetreiber erfolgt, ist eine präzisere Ermittlung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge möglich. Diese wird für jede Rechnungsperiode durch folgende Schritte mittels Abgleich der folgenden Lastgangwerte von 15 Minuten am Netzanschlusspunkt ermittelt: 1) Minimum von Bezug aus dem Netz und der Einspeicherung pro 15 Minuten 2) Minimum der Ausspeicherung und der Rückspeisung ins Netz pro 15 Minuten 3) Minimum der summierten Werte nach Ziffer 1 und der summierten Werte nach Ziffer 2. Rückerstattet werden kann nur maximal jene Elektrizitätsmenge, die am Netzanschlusspunkt vorher aus dem Netz geladen worden ist. Der Verteilnetzbetreiber führt ein sogenanntes Speicherkonto, damit nicht mehr zurückerstattet wird, als was am entsprechenden Netzanschlusspunkt für die Netznutzung in derselben Rechnungsperiode gezahlt wurde.

Beispiel:

Zeitschritt 15-Minuten	Netzbezug (kWh)	Speiche- rung (kWh)	Minimalwerte 1 (kWh)	Ausspeiche- rung (kWh)	Rückspeisun g (kWh)	Minimalwerte 2 (kWh)
T1:	30	25	25	0	0	0
T2:	0	15	0	15	14	14
T3:	0	0	0	0	18	0
T4:	10	8	8	30	28	28
Summe pro Rechnungsperiode			33			42

Massgebende Elektrizitätsmenge für die Rückerstattung = 33 kWh

[kleiner Wert aus dem Vergleich der summierten Minimalwerte 1 (33 kWh) und der summierten Minimalwerte 2 (42 kWh)].

- Bei **mobil**en Speichern (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten), die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind (Photovoltaikanlage hinter dem gleichen Hausanschlusspunkt, deren Elektrizität im mobilen Speicher gespeichert wird), muss ein zusätzliches intelligentes Messsystem installiert werden, um die Elektrizität zu messen, die aus dem Speicher stammt. Im Sinne einer pragmatischen Lösung wird diesfalls einstweilen unabhängig vom tatsächlichen Bezug aus dem Netz das gesamte Volumen der aus dem Speicher zurückgespeisten Elektrizität für die Rückerstattung berücksichtigt. Zwar ist eigentlich nur die aus dem Netz bezogene Elektrizität rückerstattungsfähig. Jedoch kann derzeit nicht überprüft werden, ob die Elektrizität aus dem Netz bezogen wurde und gegebenenfalls an welchem Anschlusspunkt er bezogen wurde.

Die Verordnung regelt auch die Höhe der Rückerstattung sowie deren Zusammensetzung und Berechnungsmethode. Pro Rechnungsperiode kann aber maximal die bezogene Elektrizitätsmenge für die

Rückerstattung berücksichtigt werden. Bei den Speichern mit Endverbrauch und den Umwandlungsanlagen beschränkt sich die Rückerstattung zudem auf die Arbeitskomponente des entsprechenden Netznutzungstarifs, da die Leistungskomponente für die Vergütung der Anschlusskapazität dient. Diese Kapazität fällt bei einer Rückspeisung nicht weg, also ist auch keine Rückerstattung angezeigt. Analoges gilt für die Grundpreise, die die strukturellen Netzkosten abdecken. Auch diese sind nicht rückerstattungsfähig. Für jeden seiner Netznutzungstarife (Standard- und Wahltarife) erstellt der Netzbetreiber einen für die Berechnung der Rückerstattung massgebenden Rückerstattungstarif. Dieser ergibt sich aus dem Durchschnitt der Arbeitskomponente des Netznutzungstarifs am Ort der Rückspeisung (Netzanschlusspunkt; bspw. Durchschnitt von Hoch- und Niedertarif). Bei zeitlich variablen Tarifen (z.B. Hoch- und Niedertarif) wird die Tarifdauer berücksichtigt. Wenn also zum Beispiel zwei Hochtarifzeitfenster während 8 (Hochtarif 1) bzw. 6 Stunden (Hochtarif 2) gültig sind und zwei Niedertarifzeitfenster während je 5 Stunden (Niedertarife 1 und 2), ergibt sich der Durchschnittstarif wie folgt: $(8 * \text{Hochtarif } 1 + 6 * \text{Hochtarif } 2 + 5 * \text{Niedertarif } 1 + 5 * \text{Niedertarif } 2) / 24$. Relevant ist dabei nur die Arbeitskomponente des Tarifs. Dabei wird keine Mengengewichtung anhand der zeitlichen Verteilung der bezogenen Elektrizitätsmengen vorgenommen. Bei dynamischen Tarifen ist ein nicht-dynamischer Tarif der entsprechenden Kundengruppe (Art. 18e Abs. 2) als Rückerstattungsbasis zu verwenden.

Die Rückerstattung ergibt sich aus dem Rückerstattungstarif und der für die Rückerstattung massgebenden Elektrizitätsmenge. Dabei werden die anteilmässigen Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach WResV³, den Netzzuschlag und die Massnahmen nach den Artikeln 15a und 15b StromVG berücksichtigt. Die Höhe der Rückerstattung bezüglich dieser Elemente ist proportional zur Menge der wiedereingespeisten (bzw. bei Anlagen nach Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG: der für die Umwandlung bezogenen) Elektrizität. Einige dieser Tarifelemente können bereits direkt in den Rückzahlungstarif integriert sein oder separat in Abhängigkeit von der wiedereingespeisten Menge vergütet werden. Dies hängt von der Praxis der VNB ab. Den Speicherbetreibern müssen jedoch klare und transparente Erklärungen zur Verfügung stehen. Die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen bleiben in der Kompetenz der Kantone / Gemeinden, weshalb die diesbezüglichen Kosten in der Rückerstattung nicht berücksichtigt werden können.

³ SR 734.722

Beispiele zur Berechnung der Rückerstattung

Stationärer Speicher mit verbundener Erzeugungsanlage:

In einem Haus ist eine Speicheranlage installiert, die mit einer Photovoltaikanlage verbunden ist. Laut Verordnung muss der Speicher mit einem zusätzlichen intelligenten Messsystem ausgerüstet sein, damit sichergestellt ist, dass Herr X als Betreiber der Anlagen nur für die aus dem Speicher zurückgespeiste Elektrizität eine Rückerstattung erhält. Um eine Netzentgeltrückerstattung entsprechend seiner rückgespeisten Elektrizitätsmenge zu erhalten, muss Herr X einen Antrag beim Netzbetreiber stellen. Mithilfe des intelligenten Messsystems stellt der Netzbetreiber die aus dem Netz bezogene sowie die gespeicherte Elektrizitätsmenge für jede Viertelstunde fest und gleicht diese ab, um jeweils den Minimalwert zu bestimmen. Die bestimmten Minimalwerte werden von ihm anschliessend addiert (summiertes Wert 1). Weiter wird er zum einen die Mengen feststellen, die jeweils pro Viertelstunde ausgespeichert wurden sowie zum anderen die Mengen, die ins Netz zurückgespeist wurden. Auch diese Viertelstundenwerte werden verglichen, um dann die jeweils kleineren Werte zu addieren (summiertes Wert 2). Der kleinere der beiden summierten Werte gilt als die Elektrizitätsmenge, für die das Netznutzungsentgelt zurückerstattet werden kann. Für diese Elektrizitätsmenge erfolgt die Rückerstattung zu dem vom Netzbetreiber publizierten Rückerstattungstarif. Der Rückerstattungsbetrag wird von der nächsten Rechnung von Herrn X abgezogen.

Mobile Speicher ohne verbundene Erzeugungsanlage:

Herr X hat in seinem Haus eine bidirektionale Ladestation installiert. Er wohnt im Kanton A (Netzgebiet A) und nutzt sein Elektrofahrzeug, um täglich zur Arbeit im Kanton B (Netzgebiet B) zu fahren. Er lädt sein Auto manchmal bei der Arbeit auf, verbraucht einen Teil davon bei der Rückfahrt nach Hause und speist zu einem späteren Zeitpunkt zu Hause Elektrizität über die Ladestation ins Netz zurück. Um für die Rückspeisung eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zu erhalten, muss Herr X seine Ladestation beim Netzbetreiber im Netzgebiet A anmelden. Mit Hilfe des intelligenten Messsystems wird der Netzbetreiber A die von der Ladestation direkt in das Netz zurückgespeiste Elektrizitätsmenge feststellen. Herr X hat Anspruch auf eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für diese rückgespeiste Elektrizitätsmenge, unabhängig davon, ob er Elektrizität zurückgespeist hat, welche er zuvor im Netzgebiet A oder B bezogen hat. Der Netzbetreiber A wendet den Rückerstattungstarif, den er zuvor auf seiner Website veröffentlicht hat, auf die zurückgespeiste Elektrizitätsmenge an. Dieser Betrag wird von der nächsten Rechnung von Herrn X abgezogen.

Mobile Speicher mit verbundener Erzeugungsanlage:

Frau X hat in ihrem Haus eine bidirektionale Ladestation installiert. Sie hat auch eine Photovoltaikanlage auf ihrem Dach, deren Erzeugung sie selber verbrauchen (bspw. zur Ladung ihres Elektrofahrzeugs) oder direkt ins Netz einspeisen kann. Sie wohnt im Kanton A (Netzgebiet A) und nutzt ihr Elektrofahrzeug, um täglich zur Arbeit im Kanton B (Netzgebiet B) zu fahren. Sie lädt ihr Auto manchmal bei der Arbeit auf, verbraucht einen Teil davon bei der Rückfahrt nach Hause und speist zu einem späteren Zeitpunkt zu Hause ins Netz zurück. Um die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zu erhalten, muss Frau X ihre Ladestation beim Netzbetreiber A anmelden. Dieser installiert ein zusätzliches intelligentes Messsystem an der Ladestation und misst damit die Elektrizitätsflüsse der Ladestation. Mit dem Messsystem kann unterschieden werden, was aus der Ladestation ins Netz fliesst und was aus der Photovoltaikanlage direkt ins Netz fliesst. Frau X hat keinen Anspruch auf Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für die aus der Photovoltaikanlage ins Netz eingespeiste Elektrizitätsmenge. Sie hat Anspruch auf eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts für die ins Netz zurückgespeiste Elektrizitätsmenge, die sie zuvor aus dem Netz bezogen hat, unabhängig davon, wo dieser Bezug stattgefunden hat. Der VNB wendet dafür

den Rückerstattungstarif an, den er zuvor auf seiner Website veröffentlicht hat. Dieser Betrag wird von der nächsten Rechnung von Frau X abgezogen. Die von der Solaranlage erzeugte und ins Netz eingespeiste Energie wird im Rahmen der Abnahme und Vergütungspflicht vom VNB abgenommen, sofern Frau X das wünscht und die Bedingungen dafür erfüllt werden.

Hinweis: Ein Endverbraucher kann pro Ladestation ein Gesuch um Rückerstattung stellen, wenn er über mehrere Netzanschlüsse mit Ladestationen verfügt (unabhängig davon, ob im gleichen Netzgebiet oder nicht). Als Beispiel mag ein Endverbraucher dienen, der sich unter der Woche am Wohnsitz (mit Ladestation) aufhält und das Wochenende in seinem Ferienhäuschen (ebenfalls mit Ladestation) verbringt (2 Wohnungen - 2 Anschlusspunkte und 2 Gesuche für eine Rückerstattung).

Die Verordnung verpflichtet die Netzbetreiber, die notwendigen Umsetzungsdokumente zu erarbeiten, wobei die Vertreter der Endverbraucher, der Erzeuger und der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister entsprechend zu beteiligen sind. In den Umsetzungsdokumenten muss namentlich ein Prozess für die technischen und organisatorischen Aspekte der Überprüfung und Rückerstattung entwickelt werden.

Spezialfall: Rückerstattung für Speicher in einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG)

Nach Artikel 17d Absatz 1 StromVG können sich Speicher ebenfalls einer LEG anschliessen. In diesen Fällen sind neben den Vorgaben zur LEG, die Bestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts anwendbar. Die folgenden Erläuterungen sollen verdeutlichen, wie die Rückerstattung für Speicheranlagen in einer LEG funktioniert.

Mit einer LEG soll der Austausch der lokalen Produktion ermöglicht und gefördert werden, indem die Mitglieder der LEG das öffentliche Netz zu vergünstigten Konditionen benutzen können. Der Verbrauch innerhalb der LEG, der durch die Erzeugung eines LEG-Teilnehmers gedeckt ist, profitiert von einem reduzierten Netznutzungstarif (LEG-Tarif). Artikel 19g Absatz 4 Buchstabe a definiert, was als in der LEG «selbst erzeugte» Elektrizität zu gelten hat. Dabei ist irrelevant, ob die Elektrizität aus einem Speicher innerhalb der LEG in das Netz zurückgespeist wird, weshalb diese Elektrizität ebenfalls als LEG-Erzeugung gilt. Anhand der nachfolgend skizzierten Fälle erfolgt eine Klarstellung: Der Netznutzungstarif (T_{Netz}) ist der «normale» Netztarif, der für die Nutzung des öffentlichen Netzes gezahlt wird, und der LEG-Tarif (T_{LEG}) ist der «reduzierte» Tarif, der für die Nutzung des Netzes beim Austausch von Elektrizität zwischen den Mitgliedern einer LEG angewendet wird. Dieser LEG-Tarif ergibt sich aus dem im konkreten Fall nach Artikel 18d anwendbaren Netznutzungstarif abzüglich des Abschlags. Der LEG-Tarif für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts innerhalb einer LEG ($T_{Rückerstattung -LEG}$) ist der Tarif, den man bei der Rückspeisung aus einem Speicher in die LEG erhält.

- a. **Fall 1 – Speicherung von Strom innerhalb einer LEG:** Innerhalb einer LEG gilt der LEG-Tarif (T_{LEG}), wenn die Mitglieder Elektrizität aus einer LEG-Erzeugung tauschen. Wenn zum Zeitpunkt 1 (T1) die Sonne scheint, kann der Betreiber einer Photovoltaikanlage (LEG-Mitglied A) seine Produktion (beispielsweise 5 kWh) in das Netz einspeisen, er zahlt dafür gemäss Ausspeiseprinzip keinen Tarif. Ein LEG-Mitglied B mit einer Speicheranlage (also ein Speicher mit Endverbrauch) bezieht zu diesem Zeitpunkt genau diese 5 kWh Elektrizität und speichert diese. Dafür wird Mitglied B den LEG-Tarif (T_{LEG}) bezahlen. Ein drittes LEG-Mitglied (LEG-Mitglied C) verbraucht nichts und zahlt daher auch nichts. 15 Minuten später, zum Zeitpunkt 2 (T2), scheint die Sonne nicht mehr. Die Photovoltaikanlage produziert nicht mehr. Der Betreiber der Speicheranlage (Mitglied B) speist 5 kWh wieder ein. Dafür kann er im Gegenzug eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zum Tarif Rückerstattung-LEG erhalten. Das dritte Mitglied der LEG (Mitglied C) verbraucht zu diesem Zeitpunkt und zahlt daher den reduzierten LEG-Tarif T_{LEG} . Es gilt folgende Konvention: **- = Ladung, + = Entladung**.

	Mitglied A	Mitglied B	Mitglied C
i.	T1 : Tarif: PV +5kWh bezahlt nichts	SP mit End. -5kWh bezahlt T_{LEG}	Verbrauch 0kWh bezahlt nichts
ii.	T2 (+15 Minuten): Tarif: PV 0kWh bezahlt nichts	SP mit End. +5kWh bekommt $T_{Rückerstattung-LEG}$	Verbrauch -5kWh bezahlt T_{LEG}
iii.	$T_{Rückerstattung-LEG}$: Die Berechnung des Rückerstattungstarifs für ein Speicher, der einer LEG angeschlossen ist, erfolgt durch Anwendung des LEG Rabatts auf den normalen Rückerstattungstarif: $T_{Rückerstattung-LEG} = T_{Rückerstattung} * (100\% - \% \text{LEG Rabatt})/100.$		
b.	Fall 2 – Speicherung von Strom ausserhalb einer LEG : Wenn der Strom, der zum Laden eines Speichers verwendet wird, nicht aus der LEG-Produktion stammt, dann gilt der Netztarif (T_{Netz}) (- = Ladung , + = Entladung) : Wenn es zum Zeitpunkt 1 (T1) dunkel ist, bezahlt der Betreiber einer Photovoltaikanlage (Mitglied A) nichts. Ein LEG-Mitglied mit einer Speicheranlage (Mitglied B) bezieht zu diesem Zeitpunkt Elektrizität (5kWh) und speichert diesen. Dafür wird er den vollen Netztarif T_{Netz} bezahlen, da der Strom nicht von einem LEG-Mitglied stammt. Ein drittes LEG-Mitglied (Mitglied C) verbraucht nichts und zahlt daher auch nichts. 15 Minuten später, zum Zeitpunkt 2 (T2), produziert die PV-Anlage immer noch nicht. Mitglied B, der Betreiber der Speicheranlage speist 5kWh wieder ein. Dafür kann er im Gegenzug eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zum Tarif Rückerstattung-LEG erhalten, da er Mitglied einer LEG ist. Das dritte Mitglied (Mitglied C) der LEG verbraucht zu diesem Zeitpunkt 5kWh und zahlt daher den LEG-Tarif.		
	Mitglied A	Mitglied B	Mitglied C
i.	T1 : Tarif: PV 0kWh bezahlt nichts	SP mit End. -5kWh bezahlt T_{Netz} (ex: Nachlade)	Verbrauch 0kWh bezahlt nichts
ii.	T2 (+15 Minuten): Tarif: PV 0kWh bezahlt nichts	SP mit End. +5kWh bekommt $T_{Rückerstattung-LEG}$	Verbrauch -5kWh bezahlt T_{LEG}
iii.	In dieser Situation wird der Speicher mit Strom geladen, der nicht aus einer LEG-Erzeugung stammt. Bei der Ladung wird der volle Netznutzungstarif bezahlt. Bei der Rückspeisung aus dem Speicher ist Artikel 19g Absatz 4 Buchstabe a massgebend, der festgelegt, was als LEG-Erzeugung gilt und somit wo der LEG-Tarif bei der Rückzahlung des Netznutzungsentgelts zur Anwendung gelangt. Der Endverbraucher innerhalb der LEG zahlt dann den LEG-Tarif, wenn er Strom bezieht.		
c.	Fall 3 (Mischform) : Wenn die Erzeugung innerhalb einer LEG nicht ausreicht, um den Verbrauch innerhalb der LEG zu decken, muss ein Teil des Stroms ohne LEG-Erzeugung aus dem Netz entnommen werden. In diesem Fall sollten unterschiedliche Tarife gelten (- = Ladung , + = Entladung) : Wenn zum Zeitpunkt 1 (T1) die Sonne scheint, erzeugt die Photovoltaikanlage von Mitglied A 2kWh. Ein LEG-Mitglied mit einer Speicheranlage (Mitglied B) bezieht Strom und speichert zu diesem Zeitpunkt 5kW. Hier besteht eine Differenz zwischen dem, was erzeugt und dem, was gespeichert wird. Dafür wird Mitglied B zum Teil den Netztarif bezahlen, da der Elektrizität nicht von einem LEG-Mitglied stammt (für die 3kWh), und zum Teil den LEG-Tarif (für die 2kWh). Ein drittes LEG-Mitglied (Mitglied C) verbraucht nichts und zahlt daher auch nichts. 15 Minuten später, zum Zeitpunkt 2 (T2), produziert die PV-Anlage nichts mehr. Der Besitzer der Speicheranlage (Mitglied B) speist 5 kWh wieder ein. Dafür kann er im Gegenzug eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zum Tarif Rückerstattung-LEG erhalten, da er Mitglied einer LEG ist. Das dritte Mitglied der LEG (Mitglied C) verbraucht zu diesem Zeitpunkt und zahlt daher den LEG-Tarif.		

	Mitglied A	Mitglied B	Mitglied C
i. T1 : Tarif:	PV +2kWh bezahlt nichts	SP mit End. -5kWh bezahlt T_{Netz} und T_{LEG} ($3\text{kWh} \cdot T_{\text{Netz}} + 2\text{kWh} \cdot T_{\text{LEG}}$)	Verbrauch 0kWh bezahlt nichts
ii. T2 (+15 minutes): Tarif:	PV 0kWh bezahlt nichts	SP mit End. +5kWh bekommt $T_{\text{Rückerstattung-LEG}}$	Verbrauch -5kWh bezahlt T_{LEG}
iii.	In dieser Situation wird der Speicher zum Teil mit Elektrizität geladen, der nicht aus einer LEG-Erzeugung stammt, und zum Teil mit Strom, der aus einer LEG-Erzeugung stammt. Beim Laden wird ein Teil des Netztarifs bezahlt (für den nicht-LEG-Ladeanteil) und ein Teil des LEG-Tarifs bezahlt (für die LEG-Erzeugung). Hinweis: Es ist nicht immer möglich, das Laden von Netzstrom ganz zu verhindern (insbesondere weil der Speicherbetreiber seine Batterie aus technischen Gründen manchmal periodisch ganz laden bzw. entladen muss). Zudem kann es immer auch aufgrund von Prognosefehlern (Prognose zu LEG-Erzeugung bzw. LEG-Verbrauch) zu Netzstrom im Speicher kommen. Ein systematisches Laden aus dem Netz und Rückspeisen in die LEG ist hingegen untersagt (Artikel 19h Absatz 4).		
iv.	Die Folgen dieser Mischform: Bei der Rückspeisung für die Rückerstattung wird immer der LEG-Tarif angewendet auch für die Energie die eigentlich zum vollen (d.h. nicht reduzierten) Rückerstattungstarif zurückerstattet werden müsste.		
d.	Fall 4: Reiner Speicher: Innerhalb einer LEG kann es vorkommen, dass eine Speicheranlage ohne Endverbrauch als Teilnehmer vorhanden ist. Diese zahlt gemäss Artikel 14a Absatz 1 Buchstabe b StromVG kein Netznutzungsentgelt. Wenn in diesem Fall ein Verbraucher, der Mitglied einer LEG ist, von der Speicheranlage Elektrizität bezieht, wird der LEG-Tarif angewendet. Wenn jedoch die Speicheranlage ohne Endverbrauch Elektrizität ins Netz rückspeist, hat sie keinen Anspruch auf eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts.		

Die Regelung, dass alle von LEG-Teilnehmenden (Endverbraucher, Prosumer, Produzenten, Speicher) in die LEG eingespeiste und gleichzeitig in der LEG bezogene Elektrizität als lokal produziert gilt, vereinfacht die Abwicklung der LEG: Bei einem Speicher in der LEG darf pro Abrechnungsperiode in Summe grundsätzlich nicht mehr Elektrizität in die LEG eingespeist werden, als aus der LEG bezogen wurde. Für die Menge, die bei der Rückspeisung in die Gemeinschaft die Bezugsmenge aus der Gemeinschaft übersteigt, entfällt der Anspruch auf den Abschlag auf dem Netznutzungstarif. Die weitere konkrete Umsetzung wird durch die Branchenrichtlinien geregelt.

Umwandlung von Elektrizität und Rückverstromung

Bei der Umwandlung von Elektrizität gemäss Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe b StromVG, ist die Elektrizitätsmenge entscheidend, die nach der Rückverstromung in das Stromnetz zurückgespeist wird, um die Höhe der Rückerstattung zu berechnen. Die für die zurückgespeiste Elektrizitätsmenge im Pronovo-Register ausgestellten Herkunfts-nachweise (HKN) – z.B. Elektrizität aus Wasserstoff – dienen dazu, die für die Rückerstattung relevante Elektrizitätsmenge nachzuweisen. Die ausgestellten HKN entsprechen der Elektrizitätsmenge, die eingespeist wurde. Für die Elektrizitätsmenge, die aus dem Netz ausgespeist wird, müssen die entsprechenden HKN entwertet werden.

Um zu wissen, wie viel Elektrizität für die Umwandlung aus dem Stromnetz bezogen wird, muss die Umwandlungsanlage mit einem zusätzlichen intelligenten Messsystem ausgestattet sein, wenn eine Erzeugungsanlage verbrauchsseitig des Anschlusspunkts installiert ist. Auf dieser Grundlage können dann HKN für die aus dem Netz bezogene Elektrizitätsmenge erworben werden. Zum Beispiel werden

bei der Herstellung von Wasserstoff Elektrizität-HKN in Wasserstoff-HKN umgewandelt (nicht alle, da es Umwandlungsverluste gibt). Dieser Prozess gilt auch für synthetische Gase oder Brennstoffe. Bei der Rückverstromung werden neue Elektrizität-HKN ausgestellt (umgewandelt).

HKN werden einmal pro Monat ausgestellt. Die Rückerstattung der Netznutzungsentgelte basiert auf den Informationen aus dem intelligenten (Elektrizitäts-) Messsystem. Die Rückerstattung wird auf die gleiche Weise berechnet, wie die Rückerstattung für Speicheranlagen mit Endverbrauch. Der Betrag berechnet sich anhand des vom Netzbetreiber publizierten Rückerstattungstarifs.

Pilot- und Demonstrationsanlagen (Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG)

Bei Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D-Anlagen) gilt keine Rückverstromungspflicht, um eine Rückerstattung zu bekommen. Die Schaffung dieser Kategorie soll einen Anreiz setzen, solche Einrichtungen in Betrieb zu nehmen. In diesem Sinne und aufgrund der Tatsache, dass es keine Verpflichtung zur Wiedereinspeisung gibt, um eine Rückerstattung zu erhalten, wird, analog zur Befreiung nach Artikel 18c, das gesamte Netznutzungsentgelt zurückerstattet. Von einer Rückerstattung profitieren grundsätzlich Anlagen, die sich in der Phase der Marktzulassung, Markteinführung oder Marktdiffusion befinden und neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweisen. Als neue technische oder betriebliche Eigenschaften gelten alle neuen Erkenntnisse, die sich aus der Inbetriebnahme der Einrichtungen ergeben.

Schweizweit werden nur so viele Anlagen von der Rückerstattung profitieren können, bis die Grenze von 200 MW erreicht ist. Dazu führt das BFE eine Liste, anhand derer überprüft werden kann, ob diese Grenze erreicht wurde. Das BFE prüft die Erfüllung der Kriterien und nimmt die entsprechende Anlage auf die 200 MW-Liste auf. Die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts erfolgt durch den Netzbetreiber. Die verwendete Elektrizität muss erneuerbar sein. Das bedeutet, dass für die Elektrizitätsmenge, die ausgespeist wird, die entsprechenden HKN aus erneuerbarer Erzeugung entwertet werden müssen. Die Anlage muss an das Schweizer Stromnetz angeschlossen sein. Sie muss zudem spätestens am 31. Dezember 2034 in Betrieb gehen damit von der Netzentgeltrückerstattung profitiert werden kann. Die Rückerstattung erfolgt ab dem erstmaligen Bezug und dauert bis zur Betriebseinstellung der Anlage, jedoch maximal 20 Jahre. Die aus dem Netz bezogenen Elektrizitätsmengen sind mit Hilfe von intelligenten Messsystemen auszuweisen. Nur für die Elektrizitätsmenge, die zur Umwandlung entnommen wird, gibt es eine Rückerstattung. Wenn mehrere Anlagen hinter demselben Netzanschlusspunkt installiert werden, müssen zusätzliche intelligente Messsysteme installiert werden. Das Recht zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts kann nur für Elektrizitätsbezüge geltend gemacht werden, die nach Inkrafttreten der Verordnungsbestimmung erfolgt sind. Für einen Bezug aus dem Stromnetz vor diesem Zeitpunkt besteht kein Recht auf Rückerstattung. Es spielt hingegen keine Rolle, bereits vor Inkrafttreten der Vorgaben in Betrieb gegangen ist. Es können grundsätzlich sowohl Betreiber von neuen als auch von bestehenden Anlagen von der Rückerstattungsregelung profitieren. Verschiedene Punkte, welche einen Bezug zur Umsetzung haben, werden in einer Vollzugsweisung geregelt.

Anderen Themen im Rahmen der Speicherregulierung

Gemäss Artikel 6 Absatz 2 und 6 i.V.m. Artikel 13 Absatz 1 StromVG dürfen feste Endverbraucher ihre Elektrizität grundsätzlich nur von ihrem Netzbetreiber kaufen. Beim Verkauf der eigenen Erzeugung (also auch aus einem Speicher) macht das StromVG grundsätzlich keine Einschränkungen, wobei jedoch die Vorgaben gemäss Artikel 6 StromVG hinsichtlich der freien Lieferantenwahl zu beachten sind.

Gemäss Artikel 15 des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0) gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht nur für Produzenten. Das bedeutet, dass bei Speichern für Elektrizität, die aus dem Netz und nicht aus der Produktion eines Produzenten eingespeichert, die Abnahme- und Vergütungspflicht nicht in Anspruch genommen werden kann. Unabhängig davon kann ein Speicherbetreiber die aus dem Netz eingespeicherte Elektrizität wieder ins Netz einspeisen, da er gegenüber dem Netzbetreiber

grundsätzlich das Recht auf Netzzugang hat. In dem Fall muss er jedoch selber einen Abnehmer für die Elektrizität finden.

Stromintensive Unternehmen können sich den Netzzuschlag auf Gesuch hin und bei Erfüllen bestimmter Anforderungen teilweise oder vollständig zurückerstatten lassen (Art. 39 Abs. 1 und 2 Energiegesetz [EnG, SR 730.0]). Der Antrag auf Rückerstattung des Netzzuschlags ist gemäss Artikel 42 Energieverordnung (EnV, SR 730.01) spätestens sechs Monate nach Abschluss des Geschäftsjahrs, für das die Rückerstattung beantragt wird, einzureichen. Der Gesuchsteller wird nachzuweisen haben, dass er den Netzzuschlag nicht bereits über die Rückerstattungsregelung von Artikel 18d – 18i erhalten hat.

Gemäss Artikel 4 Absatz 1 EnV gilt die Stromkennzeichnung (und die Veröffentlichung) für die Elektrizitätsmenge, welche an alle EndverbraucherInnen geliefert wurde: Die Stromkennzeichnung muss jährlich mittels Herkunftsachweis vorgenommen werden, und zwar für jede an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde. Die aktuelle Lösung sieht vor, dass die HKN gelöscht werden, wenn die Speicheranlage geladen wird. Der Strom, der dann wieder eingespeist wird, gilt als graue Energie. In Zukunft wird die zurückgespeiste Elektrizität jedoch zunehmen und damit auch der Anteil der grauen Energie, weshalb gegebenenfalls eine andere Lösung zu erarbeiten sein wird.

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

Die ElCom schliesst aufgrund der Änderungen nicht aus, dass ein noch zu beziffernder Mehraufwand in Bezug auf Personal- und Investitionskosten anfallen könnte. Unter Vorbehalt der folgenden Hinweise hat die Verordnungsrevision keine wesentlichen Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

3.1 Messwesen

Die vorgesehenen Änderungen bezüglich des Umgangs mit dem Messwesen haben für den Bund weder finanzielle noch personelle noch anderweitige Auswirkungen. Da die Verteilnetzbetreiber grossmehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand der Kantone und Gemeinden sind, haben die vorliegenden Änderungen für diejenigen Kantone und Gemeinden gewisse Auswirkungen, die an einem oder mehreren Netzbetreibern beteiligt sind.

3.2 Netztarifierung, Flexibilität und lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Die vorgesehenen Änderungen bezüglich der Netztarifierung, des Umgangs mit der Flexibilität und der Einführung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften haben für den Bund weder finanzielle noch personelle noch anderweitige Auswirkungen. Da die Verteilnetzbetreiber grossmehrheitlich im Besitz der öffentlichen Hand der Kantone und Gemeinden sind, haben die vorliegenden Änderungen für diejenigen Kantone und Gemeinden gewisse Auswirkungen, die an einem oder mehreren Netzbetreibern beteiligt sind.

3.3 Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt

Die vorgesehenen Änderungen bezüglich des Umgangs mit der neuen Speicherregulierung haben für den Bund weder finanzielle noch personelle noch anderweitige Auswirkungen. Die Umsetzung dieser Regelung bedeutet einen gewissen Mehraufwand bei den Verteilnetzbetreibern, was indirekte

Auswirkungen für die Kantone und die Gemeinde generieren kann, sofern diese Eigentümer der Unternehmen sind.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Unter Vorbehalt der folgenden Hinweise hat die Verordnungsrevision keine wesentlichen Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft.

4.1 Netztarifierung und Flexibilitätsregulierung

Mittel- bis langfristig sind durch die Anpassungen in der Netztarifierung und die Einführung einer Flexibilitätsregulierung bessere Investitionsanreize für die Netzbetreiber zu erwarten. Dies resultiert daraus, dass die Endkundinnen und Endkunden ihre Netznutzung mehr an die verfügbaren Kapazitäten anpassen werden und auch mehr Kostenverantwortung tragen. Diese Verhaltensänderungen – speziell durch die dynamischen Tarife – führen langfristig zu einer Senkung der Netzausbaubedürfnisse und somit zu tieferen Investitionen. Der genaue Umfang dieser Effekte lässt sich schwer beziffern; er hängt auch vom Zusammenspiel mit der Flexibilitätsregulierung ab.

Beide Massnahmen zusammen führen zu einer relevanten Reduktion der Netzausbaukosten. Dynamische Arbeits- oder Leistungspreise, die sich an der aktuellen Situation im Netz orientieren, werden dazu führen, dass Verbraucherinnen und Verbraucher ihren Verbrauch sowie Prosumer ihren Verbrauch und die Produktion mittels intelligenter Steuerung sowie Speichern steuern und so den Netzbezug zu Zeiten hoher Netzbelastung reduzieren. Für kleinere Netzbetreiber wurde zudem eine leichter umsetzbare Alternative geschaffen (Einführung zeitvariabler Leistungspreise), die allerdings mit einer geringeren Tarifierungsfreiheit verbunden ist. Die Flexibilitätsregulierung ermöglicht v.a. eine Spitzenkappung bei der Einspeisung und eine umfassendere Laststeuerung. Dies kann mit innovativen Tarifmodellen verbunden werden.

Laut der Verteilnetzstudie «*Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze*» (BFE, 2022) verdoppeln sich grob die Verteilnetzkosten bis zum Jahre 2050. Im Szenario WWB (weiter wie bisher) sind auch ohne weitergehende energiepolitische Ziele Investitionen von rund 45 Milliarden Franken (real zu Preisen von 2020) für den Erhalt und den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur notwendig. In der Variation PV-Ständerat, die in das Bundesgesetz für eine sicher Versorgung mit erneuerbaren Energien eingeflossen ist, liegt der Investitionsbedarf um 37 Milliarden Franken höher. Mit einem optimal netzorientierten Ladeverhalten bei der Elektromobilität bei einer gleichzeitigen Kappung der Einspeisespitzen der PV-Anlagen auf 70% der installierten Anlagenleistung oder auch mit einem smarteren Stromnetz könnte der Investitionsbedarf um rund einen Viertel gesenkt werden. Hiervon profitieren die Endkundinnen und Endkunden. Grundsätzlich gilt: je flexibler die Endkundinnen und Endkunden sind und je grösser ihr Steuerungspotenzial ist, desto höher sind die möglichen tariflichen Einsparungen.

4.2 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Das Modell der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) soll zu einem relevanten zusätzlichen Zubau von Photovoltaik führen. Prinzipiell können aber auch andere erneuerbare Energien an einer LEG teilnehmen (Kleinwasserkraft oder Windanlagen). Der Zubaueffekt hängt neben der Entwicklung der Strompreise von der betriebswirtschaftlichen Effizienz einer LEG ab und ob es eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für lokalen Strom gibt. Der reduzierte Netznutzungstarif für die LEG führt dazu, dass sich die Netznutzungskosten für die anderen Endverbraucherinnen und Endverbraucher kompensatorisch erhöhen. Der Umfang dieses Effekts hängt von der Verbreitung des Modells und der Höhe der Netzkosten ab. Da mit der Etablierung von LEGs keine relevanten Netzkosteneinsparungen verbunden

sind, soll die Reduktion des Netztarifs in einem ersten Schritt 40 bzw. 20 Prozent betragen, damit die negativen Effekte auf die restlichen Endverbraucherinnen und Endverbraucher besser begrenzbar sind, insbesondere auch in kleinen Netzgebieten. Wenn eine LEG sich netzdienlich verhält, dürfte sie zusätzlich einen reduzierten Netztarif erhalten.

5. Verhältnis zum EU-Recht

5.1 Netztarifierung

Gemäss der Verordnung (EU) 2019/943⁴, die vor Kurzem durch die Verordnung (EU) 2024/1747⁵ revidiert wurde, sollen die Netztarife diverse Bedürfnisse erfüllen. Hierunter fallen Anreize zur Kosten- und Energieeffizienz wie auch zur Marktintegration, zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und zu effizienten Investitionen. Zudem sollen sie Innovationen im Interesse der Verbraucherinnen und Verbraucher fördern. Dies betrifft die Digitalisierung und Flexibilisierung der Netzdienstleistungen. Die Verbesserungen in der Netztarifierung in der Schweiz stärken v.a. die Ziele der Kosteneffizienz und die der Marktintegration wie auch Digitalisierung und effiziente Investitionen.

5.2 Flexibilität

Auf EU-Ebene sind vor allem in der Verordnung (EU) 2019/943 und in der Richtlinie (EU) 2019/944⁶ Bestimmungen zur Flexibilität zu finden. Diese legen wesentliche Grundsätze zur Förderung der Flexibilität in den Stromnetzen fest. Zu diesen Grundsätzen gehört unter anderem, dass alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Privathaushalte) Zugang zu den Strommärkten haben sollten, um mit ihrer Flexibilität und dem selbst erzeugten Strom handeln zu können. Des Weiteren sollten die Verbraucherinnen und Verbraucher die Möglichkeit haben, selbst erzeugten Strom zu verbrauchen, zu speichern und auf dem Markt zu verkaufen, und an allen Strommärkten teilzunehmen zu können, indem sie Flexibilität in das System einbringen, z. B. durch die Speicherung von Energie, insbesondere unter Einsatz von Elektrofahrzeugen, durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme. Darüber hinaus schaffen die Mitgliedstaaten gemäss Artikel 32 der Richtlinie (EU) 2019/944 den erforderlichen Regelungsrahmen, durch den die VNB in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsdienstleistungen einschliesslich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilnetzes zu verbessern. Diese Regeln ermöglichen es, eine verstärkte Integration der erneuerbaren Energien, die aktive Beteiligung der Verbraucherinnen und Verbraucher und die Stärkung der Flexibilitätsmechanismen miteinander in Einklang zu bringen und gleichzeitig eine grenzüberschreitende Koordinierung und Transparenz zu gewährleisten, die den Herausforderungen des Energiewandels angemessen ist.

In den Bestimmungen dieser Verordnung werden ausdrücklich nicht die Regelungen der EU übernommen, sie stehen aber auch nicht im Widerspruch zu diesen.

5.3 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Die Einführung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) folgt der Idee einer stärkeren Bürgerbeteiligung in der Directive (UE) 2018/2001⁷ (RED II) zur Nutzung der erneuerbaren Energien und der

⁴ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54).

⁵ Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L 2024/1747, 26.6.2024).

⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125).

⁷ 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).

Directive (UE) 2019/944 und Vorschriften im gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkt. EU-Vergleichsmodell ist die «Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft» (EEG). Bei dieser können sich natürliche Personen, lokale Behörden einschliesslich Gemeinden oder KMU zu einer gemeinsamen Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaft nahe beim Ort der Erzeugung zusammenschliessen. Nach der RED II (Art. 2 Ziff. 16) handelt es sich bei einer EEG um eine unabhängige Rechtsperson, die unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die sich in einem Nahbereich zu den Erzeugungsanlagen befinden. Eine EEG hat das vorrangige Ziel, den Mitgliedern / Anteilseignern oder der Kommune ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Finanzielle Gewinne werden nicht adressiert.

Relevante Unterschiede zwischen einer LEG und einer EEG sind, dass der Teilnehmerkreis in der Schweiz im Vergleich zur EU weniger beschränkt ist (auch grössere Unternehmen und Netzbetreiber können teilnehmen) und dass sich die Schweizer Lösung auf die Elektrizität beschränkt.

5.4 Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt

Das EU-Recht enthält keine spezifischen Vorgaben für Netzentgeltbefreiungen oder -rückerstattungen von Speicher- oder Umwandlungsanlagen.

6. Vereinbarkeit mit internationalen Verpflichtungen der Schweiz

Die Vorlage ist mit den internationalen Verpflichtungen der Schweiz vereinbar.

7. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 8 Messtarife

Absatz 1 stellt klar, dass die Messtarife für die Dauer eines Tarifjahrs (Kalenderjahrs) festzulegen sind, so wie dies auch bei den Grundversorgungs- und den Netztarifen der Fall ist. Ebenso sollen die Tarife nach den unterschiedlichen Anschlussleistungen differenziert werden.

Die Messtarife müssen kostenorientiert und nach Massgabe der Verursachergerechtigkeit festgelegt werden. Die Anrechenbarkeit der Messkosten beurteilt sich im Rahmen der Kriterien «Zuverlässigkeit» und «Effizienz» (Art. 17a Abs. 2 und 4 StromVG) nach den Ausführungsbestimmungen der Artikel 8a–8a_{quater}. Nach Absatz 1^{bis} soll zur effizienteren Überprüfung der Messtarife ein Monitoring eingeführt werden, das von der ElCom jährlich durchzuführen ist. Dafür müssen die Netzbetreiber die Tarife, analog den Netz- und Energietarifen, vorgängig bei der ElCom einreichen und gestützt auf Artikel 7b veröffentlichen. Sollte aufgrund des Monitorings sich zeigen, dass die Messtarife generell zu hoch angesetzt werden, kann der Bundesrat gestützt auf Artikel 17a Absatz 5 Satz 2 StromVG allenfalls zu einem späteren Zeitpunkt eine Obergrenze festlegen. Dafür wäre die StromVV entsprechend anzupassen.

Art. 8a Anrechenbare Betriebskosten

Die Vorgaben zu den anrechenbaren Betriebskosten sind jenen zum Netzbetrieb nachempfunden. Deswegen werden die bisher in den Betriebskosten aufgeführten Installationskosten neu und richtigerweise als anrechenbare Kapitalkosten definiert (siehe Art. 8a^{bis}) Absatz 1 ist an Artikel 15 Absatz 2 StromVG angelehnt und benennt die wichtigsten Kostenpositionen in nicht abschliessender Form. Zur Konkretisierung der Einzelheiten fordert Absatz 2 die Netzbetreiber im Sinne des Subsidiaritätsprinzips (Art. 3 Abs. 2 StromVG) zur Festlegung von Richtlinien für die Ermittlung der anrechenbaren Betriebskosten auf. Eine analoge Vorgabe findet sich in Artikel 12 Absatz 2 für die anrechenbaren Betriebskosten im

Bereich des Netzbetriebs. Falls innert nützlicher Frist keine sachgerechten Standards entwickelt werden, ist der Verordnungsweg zu beschreiten (Art. 27 Abs. 4 Satz 3).

Art. 8a^{bis} Anrechenbare Kapitalkosten

Auch die Vorgaben zu den anrechenbaren Kapitalkosten sind jenen zum Netzbetrieb nachempfunden. Sie fallen weitgehend identisch aus. Wie bereits erwähnt, werden nun explizit die Installationskosten den anrechenbaren Kapitalkosten zugerechnet. Es kann deshalb auf die Kommentierung und Praxis zu Artikel 13 verwiesen werden. Auf die Festlegung eines spezifisch auf das Messwesen zugeschnittenen kalkulatorischen Kapitalkostensatzes (*Weighted Average Cost of Capital, [WACC]*) wird verzichtet. Es gilt jener von Anhang 1. In Absatz 4 gelangt auch hier das Subsidiaritätsprinzip zum Ausdruck.

Art. 8a^{ter} Besondere Bestimmungen zu den anrechenbaren Messkosten

Absätze 1 und 2: Zur übersichtlicheren Gestaltung der Verordnung werden die Vorgaben, die bisher in Artikel 8a^{sexies} Absätze 4 und 7 enthalten sind, hierhin verschoben.

Art. 8a^{quater} Deckungsdifferenzen im Bereich der Messkosten

Der Umgang mit Deckungsdifferenzen aus vergangenen Tarifperioden gestaltet sich analog zur Grundversorgung (Art. 4f) und dem Netzbereich (Art. 18b).

Art. 8a^{quinquies} bis Art. 8a^{novies}

Die mit der letzten Revision per 1. Januar 2025 in Kraft getretenen Artikel 8a bis 8a^{quinquies} werden infolge des Einschubs der Regelung zum Messwesen neu nummeriert.

Art. 8a^{decies} Intelligente Messsysteme

Zur übersichtlicheren Gestaltung der Verordnung werden die bisher in Artikel 8a^{sexies} enthaltenen Bestimmungen neu geordnet. Die bisherigen Absätze 4 und 7 werden im neuen Artikel 8^{ter} (Absätze 1 und 2) verschoben, die Absätze 5 und 6 im neuen Artikel 8a^{undecies}. Der bisherige Absatz 8 wird entsprechen zum neuen Absatz 5.

Absatz 3: Um die Nutzung der Kundenschnittstelle für Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber zu erleichtern, soll diese schweizweit soweit wie möglich standardisiert und vereinfacht werden. Da bereits viele Smart Meter installiert oder zumindest beschafft sind, ist ein einziger einheitlicher Standard nicht realistisch. Daher sollen sich die Netzbetreiber bis Ende Januar 2026 mittels Branchenrichtlinie die Standards und Formate einigen, die an den Kundenschnittstellen zulässig sein sollen. Diese Richtlinien sind, wie üblich, öffentlich zugänglich zu machen. Die zu erarbeiteten Richtlinien umfassen mindestens Vorgaben zu zugelassenen technischen Schnittstellen wie RJ12 oder RJ45, den zugelassenen Protokollen wie P1 DSMR, DLMS/COSEM, MQTT in JSON-Format oder HTTP REST API in JSON-Format, der Frequenz der Datenpublizierung an der Schnittstelle, wie etwa alle 10 Sekunden, sowie der Nachrichtenstruktur und einem schweizweit mindestens einheitlichen Nachrichteninhalt (minimales Datenset), der an den Kundenschnittstellen bereitgestellt wird. Die Netzbetreiber beziehen bei der Erarbeitung dieses Standards relevante Interessengruppen als auch das BFE ein.

Die Netzbetreiber treffen sodann Massnahmen, dass ihre Kundenschnittstelle bei Bedarf der Endkunden entsprechend den Standards genutzt werden können, beispielsweise per Fernparametrisierung. Sollten in gewissen Fällen weitergehende Massnahmen dafür notwendig werden, so kann der Netzbetreiber z.B. Adapter an seinen Kundenschnittstellen für die Endverbraucher anbieten, die ein Interesse bei ihm bekunden. Solche Massnahmen sind anrechenbar. Bei unverhältnismässigen Kosten zur Bereitstellung der Kundenschnittstelle gemäss Branchenstandard kann der Netzbetreiber bei der EICOM eine Ausnahme beantragen. Im mit der letzten Revision eingeführten *Absatz 6 Satz 1* werden mit der Einführung der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft auch deren Teilnehmer als Anspruchsberechtigte aufgeführt (vgl. Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG).

Art. 8a^{undecies} Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz von intelligenten Messsystemen

Zur übersichtlicheren Gestaltung der Verordnung werden die bisher in Artikel 8a^{sexies} enthaltenen Bestimmungen neu geordnet. Die Absätze 4 und 7 werden in den neuen Artikel 8^{ter} (Absätze 1 und 2) verschoben, die Absätze 5 und 6 in den neuen Artikel 8a^{sexies}.

Art. 8a^{duodecies} Installation von zusätzlichen Elektrizitätszählern

Absatz 1: Auch bei den zusätzlichen Elektrizitätszählern orientiert sich die Vergütung grundsätzlich an den tatsächlichen Kosten der Messung. In der Zahlungspflicht steht hier nicht der Messkunde, sondern der Netzbetreiber.

Absatz 2: Da die zusätzlichen Elektrizitätszähler teuer sind und sie mangels Anrechenbarkeit der Kosten auf die Gewinnmarge der Netzbetreiber drücken, haben diese nach Ablauf von einem Jahr Anspruch darauf, die zusätzlichen Zähler auf eigene Kosten deinstallieren zu lassen, wenn die vormals bestehenden Mängel ihrer Zählerinfrastruktur behoben sind. Im Streitfall kann hierzu die ElCom angerufen werden. Die Jahresfrist ist Ausdruck eines Interessenausgleichs. Während solche Zusatzzähler für die Netzbetreiber eine teure Angelegenheit sein können, bedürfen auf der anderen Seite die externen Anbieter eine gewisse Planungssicherheit in Form einer garantierten Mindestlaufzeit ihrer Dienstleistung.

Art. 8c

Artikel 8c wird aufgehoben. Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb werden ausschliesslich im Rahmen der Flexibilität eingesetzt. Der Inhalt dieses Artikels wird daher in die Bestimmungen zur Flexibilität verschoben (Art. 19a-d) und mit den entsprechenden gesetzlichen Änderungen harmonisiert.

Art. 13a^{bis} Anrechenbare Kosten von Steuer- und Regelsystemen

Die Anwendung des bisherigen Artikels 13a Buchstabe b (neu: Art. 13a^{bis}) wird an die gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Flexibilität, wie die Aufhebung von Artikel 8c StromVV, angepasst.

Abs. 1: Als anrechenbar gelten die Kapital- und Betriebskosten der Steuer- und Regelsysteme, die der VNB zur Nutzung der netzdienlichen Flexibilität des Flexibilitätsinhabers im Sinne von Artikel 19a StromVV einsetzt.

Gemäss diesem Absatz ist ein Steuer- und Regelsystem als die Gesamtheit dieser Systeme oder Geräte zu verstehen, unabhängig davon, ob sie intelligent sind oder nicht. Die Nutzung der Flexibilität durch den VNB setzt nämlich nicht zwingend ein intelligentes Steuer- oder Regelsystem voraus, und der VNB kann die Flexibilität eines Flexibilitätsinhabers durchaus auch über ein anderes Gerät, wie z. B. einen Wechselrichter, nutzen. Zudem ist es vor dem Hintergrund der Regelungen zur bestehenden Flexibilität (Art. 17c Abs. 3 StromVG i. V. m. Art. 19d StromVV) gerechtfertigt, dass die VNB die Kapital- und Betriebskosten der alten, bereits vor Inkrafttreten der vorliegenden Bestimmungen installierten Steuer- und Regelsysteme anrechnen können.

Laut Artikel 15 Absatz 3^{bis} StromVG regelt der Bundesrat, unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang die Kosten intelligenter Steuer- und Regelsysteme anrechenbar sind und wie sie den Betriebs- und Kapitalkosten zugeordnet werden müssen. Die Anrechenbarkeit der Kosten anderer Steuer- und Regelsysteme, die zur Nutzung der netzdienlichen Flexibilität nach Artikel 19a StromVV eingesetzt werden, ergibt sich ihrerseits direkt aus Artikel 15 Absatz 1 StromVG.

Schliesslich kann, wie schon bisher, auch die Vergütung für die Nutzung der Flexibilität anrechenbar sein. Da Artikel 8c aufgehoben wird, finden sich die Bestimmungen zur Vergütung neu in Artikel 17c StromVG und den Artikeln 19b und 19d StromVV. Diese Vergütung ist jedoch nur dann anrechenbar, wenn sie in einem angemessenen Verhältnis zu den vermiedenen Netzkosten steht.

Abs. 2: Derzeit ist die gesetzliche Definition intelligenter Steuer- und Regelsysteme sehr weit gefasst und legt nicht fest, welche Komponente sie aufweisen müssen (Art. 17b Abs. 1 StromVG). Dies gilt auch für andere (nicht-intelligente) Geräte. Dadurch ist es schwierig, genau zu bestimmen, welche Kosten als Kapital- und Betriebskosten solcher Systeme anrechenbar sind und welche Kosten gemäss der Branchenempfehlung Netzanschluss (NA/RR – CH 2024) als Voraussetzung für die Erstellung des Netzanschlusses vom Anschlussnehmer zu tragen sind. Daher werden die Netzbetreiber neu beauftragt, transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die anrechenbaren Komponenten der intelligenten Steuer- und Regelsysteme zu erarbeiten, insbesondere im Rahmen der technischen Vorbereitung der Installation (z. B. Steuerleiter, Schütz, Kasten an der Fassade, Kabel zwischen Wasser- und Stromzähler oder Anschlussklemmen des Zählers). Wenn diese Komponenten für die Installation eines solchen Systems notwendig sind, dann sind ihre Kosten anrechenbar. Dies schafft nicht nur Klarheit in der Praxis, sondern auch Rechtssicherheit in Bezug auf die anrechenbaren Netzkosten und die Kosten, die die Netzbetreiber den betroffenen Personen individuell in Rechnung stellen müssen.

Art. 14 Abs. 3

Der letzte Satz von Absatz 3 wird aufgrund des Verweises auf Artikel 15 Absatz 1 Buchstabe c, der gemäss nachfolgende Ausführungen gestrichenen wird, ebenfalls ersatzlos gestrichen

Art. 15 Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes

Absatz 1: Der Buchstaben a wird gestrichen, da diese Regelung bereits auf Gesetzesstufe in Art. 15c Absatz 1 Buchstabe b StromVG abgebildet ist. Die Buchstaben b (ohne den letzten Teilsatz) und c werden in Sinne eines Nachvollzugs aufgrund von Entscheiden des Bundesverwaltungsgerichts (Urteile A- 2842/2010, A-2844/2010 und A-2876/2020), in denen die Gesetzes- und Verfassungswidrigkeit dieser beiden Bestimmungen festgestellt wurde, gestrichen. Der letzte Teilsatz von Buchstabe b, der die individuelle Inrechnungstellung der Bezüge aus der Stromreserve gemäss WResV an die Bilanzgruppe vorschreibt, wird zum neuen Absatz 1.

Absatz 2 Buchstabe a^{bis}: Analog zu Artikel 7 sind auch in Artikel 15 Absatz 2 die Kosten nach Artikel 15a StromVG zu ergänzen.

Absatz 3: Im Sinne einer möglichst verursachergerechten Kostenanlastung wird die Gewichtung der Leistungskomponente (Mittelwert der monatlichen Höchstleistungen) von 60 auf 90 Prozent erhöht. Die Arbeitskomponente (Summe der bezogenen elektrischen Energie) reduziert sich von 30 auf 10 Prozent. Der fixe Grundtarif pro Ausspeisepunkt von bisher 10 Prozent entfällt. Von diesem Tarif gingen Anreize zur Reduktion der Verbindungspunkte zwischen Übertragungs- und Verteilnetz aus. Dieser Effekt ist der Netzstabilität und mithin der Versorgungssicherheit abträglich.

Art. 16 Abs. 1 und 1^{bis}

Absatz 1: Analog zur Neuregelung in Artikel 15 wird die Leistungskomponente auch auf Verteilnetzebene stärker gewichtet und von 70 auf 90 Prozent erhöht. Im Gegenzug fällt die Arbeitskomponente von 30 auf 10 Prozent.

Die Erhöhung der Leistungskomponente führt zu einer sehr begrenzten finanziellen Mehrbelastung der unteren Netzebene gegenüber den oberen Netzebenen. Mit dem neuen *Absatz 1^{bis}* wird bei der Arbeitskomponente das Nettoprinzip eingeführt. Diese Anpassung führt zu einer Kostenumverteilung von Netzgebieten mit einer hohen Einspeisung hin zu Netzgebieten mit keiner oder geringen Einspeisung. Aufgrund des verringerten Arbeitsanteils ist dieser Effekt übersichtlich. Die Bestimmung der Arbeitsanteile erfolgt analog den Leistungsanteilen zeitgleich über alle Messpunkte.

Art. 17 Abs. 2

Der neue Absatz präzisiert, dass es im Rahmen der Kostenwälzung bei der Ermittlung der Leistungswerte auf die Nettoleistung an den Netzübergabestellen ankommt.

Art. 18 Grundsätze für die Netznutzungstarife aller Netzebenen

Der besseren Übersicht halber werden die Ausführungsbestimmungen zu den Netznutzungstarifen auf zwei Artikel aufgeteilt. In *Artikel 18* finden sich jene Vorgaben, die auf allen Netz- bzw. Spannungsebenen Anwendung finden; im neuen Artikel *18a* jene, die spezifisch auf die Netzebene 7 (Niederspannungsebene) bezogen sind.

Absatz 1 stellt klar, dass die Netznutzungstarife für die Dauer eines Kalenderjahrs festzulegen sind, so wie dies auch bei den Grundversorgungs- und den Messtarifen der Fall ist.

In *Absatz 2* wird der Klarheit und dem besseren Verständnis halber ausdrücklich normiert, dass innerhalb einer Spannungsebene jeweils die Kunden mit gleichen oder ähnlichen Bezugsprofile in eine Kundengruppe bilden sind und dass sich diese durch ein je einheitliches Tarifmenü auszeichnen.

Absatz 3: Den Netzbetreibern ist es grundsätzlich freigestellt, ob sie den Endverbrauchern einer Kundengruppe neben dem Standardtarif zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, sofern als Standardtarif nicht nur dynamische Netznutzungstarife vorgesehen sind. In letzterem Fall müssen die Netzbetreiber in Anwendung von *Absatz 6* einen Wahltarif mit nicht-dynamischer Tarifkomponente vorsehen. Der Standardtarif ist zur transparenten Abgrenzung gegenüber allfälligen Wahltarifen als solcher zu bezeichnen.

Absatz 4 legt die Grundsätze für die Ausgestaltung der einzelnen Tarife fest, seien es Standardtarife oder Wahltarife. Er verdeutlicht, dass die Netzbetreiber bei der Auswahl und Gewichtung der einzelnen Tarifkomponenten grundsätzlich frei sind. Es gilt folglich eine grundsätzliche Tariffreiheit.

Im Allgemeinen bieten sich drei verschiedene Tarifkomponenten an: Bei der sog. Arbeitskomponente kommt es auf die Summe der bezogenen elektrischen Energie an. Massgebend sind mit anderen Worten die im Laufe des Tarifjahrs (bzw. der Abrechnungsperiode) bezogenen Kilowattstunden. Bei der sog. Leistungskomponente kommt es auf die in einem bestimmten Zeitraum vom betreffenden Endverbraucher maximal bezogene Leistung an. In der bisherigen Praxis wird dabei auf die monatlichen Höchstleistungen (maximaler Elektrizitätsbezug) abgestellt. Ohne intelligentes Messsystem kann der Netzbetreiber zur Leistungsbelebung alternativ auch auf die Anschlussdimensionierung abstellen. Neben den Arbeits- und Leistungskomponenten können die Netzbetreiber auch verbrauchs- und leistungsunabhängige sog. Grundtarife (fixe Grundkomponenten) in die Tarife aufnehmen. Die Tariffreiheit gilt nicht grenzenlos. Erstens ergeben sich gewisse Schranken bereits aus den Tarifgrundsätzen, die in Artikel 14 Absatz 3 StromVG enthalten sind. Nach dessen Buchstaben a müssen die Tarife einerseits die verursachten Kosten widerspiegeln (Prinzip der Verursachergerechtigkeit). Andererseits müssen sie nach dessen Buchstaben e den Zielen einer effizienten Netzinfrastruktur und Elektrizitätsverwendung Rechnung tragen und Anreize für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen. Vor allem die effiziente Elektrizitätsverwendung setzt der Gewichtung der Leistungskomponente gewisse Grenzen. Zwar stehen leistungsorientierte Tarife grundsätzlich im Dienst der Verursachergerechtigkeit, kommt es doch beim Total der Netzkosten weniger auf die Jahressumme der bezogenen Kilowattstunden, sondern mehr auf die jeweiligen Höchstlasten an. Umgekehrt setzen aber die Arbeitskomponenten stärkere Anreize für eine effiziente Elektrizitätsverwendung. Aus der Praxis der ElCom können sich deshalb Unter- oder Obergrenzen für die Gewichtung einzelner Tarifkomponenten ergeben, wobei diesbezüglich aufgrund der unterschiedlichen technischen und ökonomischen Realitäten auch zwischen den verschiedenen Netzebenen differenziert werden kann. Zweitens sind der Tariffreiheit auch Schranken durch die spezifischen Tarifvorgaben für die Niederspannungsebene gesetzt, namentlich durch die besonderen Vorgaben gemäss *Absatz 5* dieses Artikels sowie *Artikel 18a Absatz 2* Buchstaben a und c sowie *Absatz 4*.

Gemäss Artikel 14 Absatz 3 Buchstaben e StromVG, sollen bei der Festlegung der Netznutzungstarife Anreize im Sinne der Effizienz, Stabilität und Sicherheit des Netzes vermehrt genutzt werden. Da die Netznutzungstarife zudem nach Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a StromVG nicht mehr «einfache», sondern nurmehr «nachvollziehbare» Strukturen aufweisen müssen, gibt es fortan mehr Freiheiten für Ta-

rife, deren einzelnen Komponenten sich während des Tarifjahres nach Massgabe von bestimmten Faktoren ändern können. Damit ist die Grundlage für sog. dynamischen Tarife geschaffen. Bei dynamischen Tarifen ist zwar der effektiv resultierende Tarif zeitlich nicht fest, da die effektive Tarifhöhe sich nach einem äusseren Parameter, konkret nach der Belastung des Netzes, richtet. Jedoch wird bei solchen Tarifen eine vordefinierte Berechnungsmethodik jeweils für ein Jahr festgelegt. In diesem Sinne stehen dynamische Tarife im Einklang zur Vorgabe des Gesetzes, wonach Tarife für ein Jahr fest sein müssen. In Absatz 5 werden Minimalanforderungen für die Ausgestaltung solcher dynamischen Tarife festgelegt: Nach dem *Buchstaben a* sind solche Tarife dann zulässig, wenn sie gezielte Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen. Gefragt sind Anreize, die individuellen Beiträge zur jeweiligen Spitzenlast im Netz oder einem Netzteil zu reduzieren. Die dynamischen Netztarife sollen aufgrund von zeitnah (am vorherigen Arbeitstag oder zeitlich noch näher) vor der Nutzung zu erwartenden Netzbelaistungswerten ausgelegt werden. Folglich können die heutigen statischen HT-NT-Tarife nicht als dynamische Tarife angesehen werden. Um eine ausreichende zeitliche Differenzierung zu erhalten, müssen sie im Regelfall mindestens vier Tarifstufen mit einer ausreichend langen minimalen Zeitdauer von mindestens einer Stunde haben; die zeitlich differenzierten Tarifstufen können im Einzelfall übereinstimmen, wenn sie vergleichbare Netzsituationen zu unterschiedlichen Zeiten abbilden. Smart Meter-Daten ermöglichen eine viertelstündliche Erfassung der Netzlast, so dass bei den dynamischen Netztarifen grundsätzlich eine deutlich feinere Granularität möglich ist. Bei bestehenden zeitlich weniger differenzierten dynamischen Modellen sollte zumindest an Werktagen eine höhere Differenzierung verfolgt werden. Mittelfristig ist eine feinere (mindestens stündliche) Differenzierung umzusetzen.

Gemäss *Buchstabe b* soll es zudem in Abweichung vom Grundsatz in Absatz 2 für die Netzbetreiber möglich sein, die dynamischen Netztarife örtlich aufgrund der Netzsituation zu differenzieren. Diese können sich stark unterscheiden. Zu denken ist insbesondere an Städte mit grossem Lastüberhang einerseits und ländliche Gebiete mit relativ tiefer Last sowie viel lokaler Produktion andererseits. Da das Gesetz explizit dynamische Tarife fördern will, ist der Grundsatz der Einheitlichkeit nach Absatz 2 so auszulegen, dass örtlich differenzierte Tarife vorgesehen werden können, wobei der Einheitlichkeit durch die Ausgestaltung gemäss Buchstabe c möglichst umfassend Rechnung zu tragen ist . Die örtliche Differenzierung ist vom Netzbetreiber nach Netzsituation vorzunehmen.

Ob die konkrete Ausgestaltung des Tarifs diesem Ziel gerecht wird und mithin von einem dynamischen Tarif die Rede sein kann, ist sowohl im Streitfall als auch von Amtes wegen von der EICoM zu beurteilen. Dabei geht es vor allem um die Wahl der netzbezogenen Referenzgrössen und der Bestimmung ihres Einflusses auf die Variabilität der einzelnen Tarifbestandteile; deren Zusammensetzung ist den Netzbetreibern aber grundsätzlich freigestellt. Zu beachten ist, dass es sich noch um eine «nachvollziehbaren Struktur» im Sinne von Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a StromVG handelt. Die Dynamik kann sich auf die Arbeits- oder die Leistungskomponente beziehen. Die konkrete Methodik muss wie die anderen Tarife bis spätestens Ende August des Vorjahres publiziert. Dies impliziert, dass auf Basis der publizierten Methodik eine Tariffestsetzung bis zum Vortag oder allenfalls zukünftig auch in Realzeit angepasst werden können, so dass die aktuellen Netzknaptheiten berücksichtigt werden.

Buchstabe c macht weitere Vorgaben zur Ausgestaltung der dynamischen Tarife. Mit der Regelung wird die gesetzlich geforderte Einheitlichkeit der Tarife umgesetzt, aber auch der Verursachergerechtigkeit und Transparenz (Nachvollziehbarkeit) Rechnung getragen. Grundsätzlich wird für alle Endkundinnen und Endkunden in einem (Teil-)Netzgebiet die gleiche Methodik zur Berechnung der dynamischen Tarife verwendet. Ausgangspunkt der Ermittlung dynamischer Tarife bildet ein vom Netzbetreiber zu bestimmendes Standardlastprofil für die Kundengruppe, welcher der dynamische Tarif angeboten wird. Das für ein Standardlastprofil resultierende Netznutzungsentgelt eines dynamischen Tarifs soll mit demjenigen aus anderen (nicht-dynamischen) Tarifen für die entsprechende Kundengruppe vergleichbar und so für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher nachvollziehbar sein. Dies soll zusammen mit dem in *Buchstabe e* enthaltenen Grundsatz eine verursachergerechte Ausgestaltung der dynamischen Tarife sicherstellen. Die Vergleichbarkeit des Netznutzungsentgelts für das Standardlastprofil gilt insbesondere auch für örtlich unterschiedliche dynamische Tarife. In der Praxis wird noch zu klären sein, in

welchem Zeitraum die Vergleichbarkeit gegeben sein muss, d.h. für das Tarifjahr als Ganzes oder nur für einzelne kürzere Zeitperioden.

Buchstabe d konkretisiert den Grundsatz der Verursachergerechtigkeit für die Festlegung dynamischer Tarife durch den Netzbetreiber. Dynamische Tarife haben das Ziel, eine Netzentlastung zu bewirken und somit mittel-/langfristig die Netzkosten senken. Dies vor allem, weil sie die Spitzenlasten reduzieren und somit helfen den Netzausbau zu vermeiden. Die erwarteten Kosteneinsparungen bilden den Massstab (im Sinne einer Obergrenze) für die über die dynamischen Tarife weiterzugebenden netzseitigen Vorteile. Hierbei haben die Netzbetreiber die Zusatzkosten für die Einführung und den Betrieb dynamischer Tarife angemessen zu berücksichtigen. Wesentlich ist, dass der Netzbetreiber eine fundierte Planung mit Kosten-/Nutzenanalyse vornimmt und diese auf Verlangen der EICOM nachweisen kann.

Buchstabe e geht darauf ein, dass dynamische Tarife in der Ausgestaltung und der Umsetzung naturgemäß komplexer sind, auch fehlen derzeit noch vertiefte Erfahrungswerte und die relevante Technologie entwickelt sich rasant. Die Netzbetreiber sind daher angewiesen, im Umgang mit diesen Tarifen für Transparenz zu sorgen. Dazu gehören vor allem eine nachvollziehbare Darstellung der Tarifmethodik einschließlich der Angabe der maximalen und allenfalls auch der minimalen Tarife, welche aufgrund der Methodik möglich sind, sowie die Möglichkeit für die Endverbraucher, in einfacher Weise mit ausreichend Vorlauf die aus der Tarifmethodik resultierenden Tarife abzurufen und die Möglichkeit für die Endverbraucher, die Abrechnung zu überprüfen. Letzteres impliziert insbesondere, dass ein Endverbraucher im Kundenportal oder zumindest auf Nachfrage hin eine detaillierte Abrechnung (Zeiten mit Tarif und seinem Bezug) erhält, anhand welcher er seine Rechnung überprüfen kann.

Absatz 6: Bei der Einführung dynamischer Netztarife sind nicht-dynamischen Tarifs weiterhin als Wahltarife möglich. Es ist aus derzeitiger Sicht davon auszugehen, dass sie zumindest mittelfristig weiterhin angeboten werden. Um den Übergang zu erleichtern, sollen alle Netzbetreiber mindestens einen nicht dynamischen Wahltarif anbieten, wenn ein dynamischer Standardtarif festgelegt wird. Die EICOM soll periodisch darüber Bericht erstatten, ob diese Regelung die Verbreitung dynamischer Netztarife behindert und welche Auswirkungen sie auf die Entwicklung der Netzkosten hat, um bewerten zu können, ob die Verpflichtung zu einem nicht-dynamischen Wahltarif allfällig aufzuheben ist.

Zudem sollte bei einer weiteren Verbreitung von dynamischen Netztarifen das Zusammenspiel mit einer Day-ahead Strombeschaffung von Endverbrauchern, die Elektrizität kurzfristig am Strommarkt beschaffen, durch eine Branchenrichtlinie geklärt werden, damit eine Optimierung über Energie- und Netzkosten weiterhin möglich ist.

Art. 18a Netznutzungstarife der Niederspannungsebene

Die neuen Vorgaben für die Tarifgestaltung auf Netzebene 7 halten am Konzept der Basiskundengruppe fest: Ungeachtet des Bezugsprofils und eines allfälligen Eigenverbrauchs gehören die gewöhnlichen Endverbraucherinnen und Endverbraucher nach *Absatz 1 Buchstabe a* weiterhin derselben Kundengruppe an. Nach *Buchstabe b* sind Endverbraucherinnen und Endverbraucher, welche in die Basiskundengruppe nach *Buchstabe a* fallen würden, aber noch nicht mit einem intelligenten Messsystem (Art. 8a^{quinquies} und Art. 31/ Abs. 1 und 2) ausgestattet sind, einer eigenen Kundengruppe zuzuweisen mit einer besonderen Tarifvorgabe (Abs. 4).

Absatz 2: Bei den Netznutzungstarifen der Basiskundengruppe können die Netzbetreiber, wie gehabt, Netznutzungstarife mit einer Mindestarbeitskomponente von 70 Prozent zur Anwendung bringen (*Bst. a*). Neu sind auch dynamische Netznutzungstarife erlaubt (*Bst. b*), so wie sie bei Artikel 18 Absatz 5 beschrieben sind. *Buchstabe c* erlaubt in Verbindung mit *Absatz 3* auch eine vereinfachte Form von Netznutzungstarifen mit zeitvariablen Leistungstarifen, die über geeignete Zeitfenster vorab für ein Tarifjahr nach den Lasten festgelegt werden. Bei deren Verwendung muss zugleich eine nichtdegressive Arbeitskomponente von mindestens 50 Prozent festgesetzt werden. Um eine ausreichende zeitliche Differenzierung der Leistungspreise sicher zu stellen, soll es mindestens vier verschiedene Werte pro Tag geben. Auch sollte eine der Netzelastung entsprechende angemessene Differenzierung in der

Höhe der Leistungspreise erfolgen. Ein Tarif nach Buchstabe c ist für ein Tarifjahr festzulegen. Dabei sollen saisonale Variationen der Leistungspreise zulässig sein, bspw. wenn sich erheblich höhere Leistungsspitzen im Winter realisieren. Eine saisonale Ausgestaltung ist aber bereits im Tarifblatt vorzusehen, welches gemäss Artikel 7b Absatz 1 zu publizieren ist.

Absatz 4: Für Endverbraucherinnen und Endverbraucher im Sinne von Absatz 1 Buchstabe b, bleibt die aktuelle Tarifvorgabe unverändert beibehalten (Arbeitskomponente von mindestens 70 Prozent). Dynamische Netznutzungstarife sind bei dieser Kundengruppe nicht möglich.

Ausserhalb des Anwendungsbereichs von Artikel 18a müssen die Verteilnetzbetreiber nur die gesetzlichen Tarifgrundsätze (Art. 14 Abs. 3 StromVG) und die allgemeinen Ausführungsbestimmungen von Artikel 18 beachten. Dies gilt vor allem für alle höheren Netzebenen (über Netzebene 7) und alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh und mehr.

Art. 18d Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Absatz 1 Der von den Netzbetreibern festgelegte Rückerstattungstarif ist als Netznutzungstarif entsprechend zu veröffentlichen (Art. 12 Abs. 1 Bst. a StromVG). Die Vorgaben zur Berechnung des Tarifs ergeben sich aus Artikel 18e.

Absatz 2: Im Gegensatz zu Speichern mit Endverbrauch und Umwandlungsanlagen errechnet sich bei Pilot- und Demonstrationsanlagen die Rückerstattung unabhängig von den Rückerstattungstarifen. Dabei werden (anders als bei Abs. 1) neben der Arbeitskomponente auch die übrigen Entgeltkomponenten (Grund- und die Leistungskomponente) berücksichtigt. Der Grund dafür liegt darin, dass es bei Pilot- und Demonstrationsanlagen nicht erforderlich ist, dass die entsprechende Elektrizitätsmenge wieder zurückgespeist wird. Es handelt sich ferner nur um eine befristete Unterstützung einer begrenzten Anzahl von Anlagen. Die Rückerstattung wird sich daher bei solchen Anlagen im Ergebnis wie eine Befreiung nach Artikel 18c auswirken. Der einzige Unterschied zu den befreiten Anlagen besteht darin, dass ein Netznutzungsentgelt gezahlt werden muss, das im Anschluss auf Antrag wieder zurückerstattet wird, sofern die entsprechenden Vorgaben erfüllt sind (vgl. Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG und Art. 18h).

Absatz 3: Der Rückerstattungsbetrag ist auf Antrag im Rahmen der nächsten regulären Abrechnung als Reduktion der entsprechenden Entgeltkosten zu erstatten. Die Netzbetreiber werden daher ein entsprechendes Formular für die Einreichung des Antrags zur Verfügung zu stellen haben. Die Handhabung im Detail wird in der Richtlinie der Netzbetreiber gemäss Artikel 18i zu klären sein. Allfällige Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Rückerstattung (Anspruch, Höhe des Anspruchs) werden von der EICOM beurteilt (Art. 22 Abs. 1 und 2 Bst. b StromVG). Davon ausgenommen sind die Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Anerkennung einer Anlage als Pilot- und Demonstrationsanlagen nach Artikel 18h Absatz 2, in denen das BFE zuständig ist.

Absatz 4: Der in Rechnung gestellte Betrag (die gezahlte Arbeitskomponente zzgl. der Kosten für Systemdienstleistungen etc.) bildet die Obergrenze für die Rückerstattung. Aus der Rückerstattung soll unter dem Strich kein Gewinn resultieren.

Art. 18e Rückerstattungstarife

Absatz 1: Die Netzbetreiber müssen sowohl für Ihre Standard- wie auch Wahltarife entsprechende Tarife für die Berechnung der Rückerstattung vorsehen, die zusammen mit allen anderen Netztarifen zu publizieren sind (vgl. Art. 12 Abs. 1 Bst. a StromVG; Art. 7b). Der Rückerstattungsanspruch der Anlagen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstaben a und b StromVG beschränkt sich auf die Arbeitstarifkomponente. Für die Leistungskomponente die für die Vergütung der Anschlusskapazität dient, ist keine Rückerstattung angezeigt, da diese Kapazität bei einer Rückspeisung nicht wegfällt. Analoges gilt für Grundpreise, welche die strukturellen Netzkosten abdecken. Auch diese Kosten werden nicht zurückerstattet. Der Rückerstattungstarif wird als Durchschnitt der Arbeitskomponente des entsprechenden Netznutzungstarifs berechnet. Bei einem Einheitstarif entspricht der Rückerstattungstarif somit der Arbeitskomponente. Bei mehrstufigen Tarifen (insb. bei Hoch- und Niedertarifen) ist eine Gewichtung nach den für

die jeweiligen Tarifstufen gültigen Zeitfenstern vorzunehmen. Dabei soll indes die Verteilung der entsprechenden Elektrizitätsmengen auf die Tarifstufen nicht berücksichtigt werden. Wie bei der Netzentgeltbefreiung (Art. 18c) sind auch bei der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts die Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve, den Netzzuschlag sowie für die anteilmässigen Beiträge nach Artikel 15a und 15b StromVG nicht geschuldet. Diese Kosten sind (gleich wie diejenigen der Arbeitskomponente) entsprechend dem Umfang der zurückgespeisten Elektrizitätsmenge zurückzuerstatten. Entsprechende Rechenbeispiele zur Ermittlung der Höhe der Rückerstattung finden sich im allgemeinen Teil des erläuternden Berichts.

Absatz 2: Bei dynamischen Netznutzungstarifen berechnet sich die Rückerstattung im Sinne einer pragmatischen Lösung auf der Basis eines nicht-dynamischen Tarifs der gleichen Kundengruppe.

Absatz 3: Da Speicher mit Endverbrauch, die Teilnehmer einer LEG sind (vgl. Art. 19e), nur ein reduziertes Netznutzungsentgelt zahlen müssen, haben die Netzbetreiber dies bei der Berechnung des Rückerstattungstarifs entsprechend zu berücksichtigen.

Art. 18f Mit einem intelligenten Messsystem auszustattende Anlagen

Absatz 1: Grundsätzlich ist eine separate Messung der entsprechenden Anlagen nur dann angezeigt, wenn der Anlagenbetreiber von seinem Recht auf Rückerstattung des Netznutzungsentgelts Gebrauch machen möchte. Für Anlagen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe a und b StromVG ist eine separate Messung zudem nur dann notwendig, wenn eine entsprechende Verbindung zu einer Produktionsanlage vorliegt. Eine solche Verbindung ist gegeben, wenn sowohl die Speicher- als auch die Produktionsanlage hinter dem gleichen Hausanschlusspunkt angeschlossen ist, und die Produktionsanlage im Eigenverbrauch im Sinne von Artikel 11 Absatz 1 Buchstabe a EnV betrieben wird. Bei Anlagen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG ist eine separate Messung erforderlich, wenn nicht der gesamte Elektrizitätsbezug für die Umwandlung verwendet wird.

Absatz 2: Die Bestimmung stützt sich auf Artikel 14a Absatz 5 Buchstabe a StromVG, wonach der Bundesrat die Kosten für die Messungen, die zum Nachweis der Elektrizitätsmengen erforderlich sind, den Betreibern der Anlagen auferlegen kann. Die Anlagenbetreiber haben somit sämtliche Messkosten zu tragen, die für den Nachweis der Rückerstattung notwendig sind (z.B. Installation & Betrieb des zusätzlichen Zählers nach Absatz 1, Einrichtung im Mess- / Abrechnungssystem, etc.).

Art. 18g Bestimmung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge

Absatz 1: Bei stationären Speicheranlagen, die mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, bestimmt sich die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge entsprechend der in den *Buchstaben a und b* vorgegebenen Berechnungen. Ein Berechnungsbeispiel findet sich im allgemeinen Teil der Erläuterungen.

Absatz 2: Sofern bei stationären Anlagen keine entsprechende Erzeugungsanlage installiert ist, wird die gesamte aus dem Speicher zurückgespeiste Elektrizität für die Rückerstattung berücksichtigt.

Absatz 3: Bei mobilen Speichern ist zur Ermittlung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge irrelevant, ob eine Erzeugungsanlage installiert ist oder nicht. Es wird, wie bei Absatz 2, die gesamte aus dem Speicher zurückgespeiste Elektrizität für die Rückerstattung berücksichtigt.

Absatz 4: Sowohl für Umwandlungsanlagen (Art. 14a Abs. 4 Bst. b StromVG) als auch für Pilot- und Demonstrationsanlagen (Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG) ist die für die Rückerstattung massgebliche Elektrizitätsmenge über die Herkunfts-nachweise (HKN) zu belegen. Bei den Umwandlungsanlagen muss sichergestellt werden, dass der rückverstromte Wasserstoff auch vor Ort produziert worden ist. So werden bei der Herstellung von (beispielsweise) Wasserstoff die entsprechenden Elektrizitäts-HKN im Umfang der bezogenen Elektrizitätsmenge entwertet. Für die Wasserstoffproduktion werden Wasserstoff-HKN erstellt, bei deren Rückverstromung in der Folge wieder neue Elektrizitäts-HKN ausgestellt werden, die den Betreibern von diesen Umwandlungsanlagen als Beleg für den Anspruch auf

Rückerstattung dienen. Bei den Pilot- und Demonstrationsanlagen muss lediglich der entsprechende Elektrizitätsbezug mit HKN belegt werden, da eine Rückspeisung für die Rückerstattung nicht notwendig ist. Es ist indes mittels HKN zu belegen, dass es sich, wie vom Gesetz vorgegeben (vgl. Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG), um *erneuerbaren* Strom handelt.

Art. 18h Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Pilot- und Demonstrationsanlagen

Absatz 1 Betreiber von Pilot- und Demonstrationsanlagen bedürfen zur Geltendmachung des Rückerstattungsanspruches einer Anerkennung ihrer Anlagen durch das BFE.

Absatz 2: Zur Beurteilung der Voraussetzungen der Buchstaben a und b ist das BFE zuständig. Die übrigen Voraussetzungen für die Rückerstattung werden von den Netzbetreibern beurteilt. Das Kriterium der neuartigen technischen oder betrieblichen Eigenschaften sollte weit ausgelegt werden, so dass möglichst viele Anlagen, die sich in der Phase der Marktzulassung, Markteinführung oder Marktdiffusion befinden die Rückerstattung in Anspruch nehmen können.

Absatz 3-5: Schweizweit werden nur so viele Anlagen von der Rückerstattung profitieren können, bis die gesetzlich festgelegte Grenze von 200 MW erreicht ist. Dazu führt das BFE eine Liste, anhand welcher die Netzbetreiber überprüfen können, ob diese Grenze bereits erreicht wurde. Es gilt das «first come, first served»-Prinzip, wobei das Datum des Antrags auf Rückerstattung beim Netzbetreiber maßgebend ist.

Absatz 6 setzt die Befristung gemäss Artikel 14a Absatz 6 StromVG um. Dem Sinn und Zweck der Gesetzesbestimmung wird eine Befristung von 20 Jahren vorgesehen, was der üblichen Lebensdauer solcher Anlagen entspricht.

Art. 18i Richtlinien für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

In organisatorischer Hinsicht wird die Richtlinie insbesondere die Details zum Umsetzungsprozess vorzusehen haben, beispielsweise die Anmeldung respektive den Antrag der Anlagenbetreiber zwecks Rückerstattung (Formular), die Vorkehrungen des Netzbetreibers zur Erfassung der entsprechenden Elektrizitätsmengen (ggf. Einbau eines Messsystems) sowie gegebenenfalls formale Kriterien zu den Abrechnungsmodalitäten. Die Netzbetreiber haben die Richtlinien unter Mitwirkung der betroffenen Kreise zu erarbeiten. Dazu gehören namentlich die Vertreter der im Elektrizitätsbereich tätigen Dienstleister, wobei insbesondere an die Vertreter der Speicherbetreiber und der Betreiber von Umwandlungsanlagen zu denken ist (bspw. Swiss eMobility, aee suisse). Die zur Mitwirkung berechtigten verfügen damit über ein Beteiligungsrecht, das ihnen ermöglicht, sich bei den entsprechenden Arbeiten einzubringen und dabei ihre Interessen zu vertreten. Die Entscheidung über den Inhalt der Richtlinien bleibt indes letztlich bei den Netzbetreibern. Sofern die Richtlinien nicht sachgerecht sind oder nicht innert vorgegebener Frist erarbeitet werden, kann das BFE gestützt auf Artikel 27 Absatz 4 entsprechende Ausführungsbestimmungen erlassen.

Art. 19a Netzdienliche Flexibilität

In Artikel 19a wird der Begriff der netzdienlichen Flexibilität präzisiert und dadurch Situationen geklärt, in denen der VNB, der entsprechend seiner Rolle und seinen Aufgaben handelt, die Flexibilität des Flexibilitätsinhabers effektiv nutzen darf (Art. 17c Abs. 2–6 StromVG).

Die Nutzung der Flexibilität erfolgt im Rahmen des NOVA-Prinzips. Gemäss Artikel 19a darf der VNB die Flexibilität des Flexibilitätsinhabers nur dann nutzen (*Numerus clausus*), wenn er durch diese Nutzung angespannte lokale Netzsituationen (d. h. im eigenen Verteilnetz, aber nicht z. B. im Übertragungsnetz) entlasten kann (Bst. a), einen Netzausbau vermeiden kann (Bst. b), bestimmte Netzmassnahmen, z. B. zur Netzverstärkung, aufschieben kann (Bst. c) oder die Netzkosten in seinem eigenen Netzgebiet verringern kann (Bst. d). Beispiele für eine solche Nutzung der Flexibilität sind die Abschaltung oder die Reduktion der Leistung von dezentralisierten Produktionsanlagen, um Einspeisungsspitzen zu vermeiden, der Einsatz von netzdienlichen Speicheranlagen oder die

kontrollierte Verabschiedung des Verbrauchs durch den VNB (*load shifting*). Die Flexibilitätsnutzung zur Optimierung der Energieverteilung darf hingegen nicht als netzdienlich erachtet werden. Eine solche gezielte Nutzung der Flexibilität durch den Grundversorger kann zwar als Nebeneffekt die Netzbelastung beeinflussen, zielt aber in erster Linie energiewirtschaftliche Vorteile (z. B. die Vermeidung von Ausgleichsenergie). Wie bereits erwähnt, würde diese Art der Nutzung dem Grundprinzip nach Artikel 17c Absatz 1 StromVG unterliegen und somit zwingend den Abschluss eines Vertrags erfordern, dessen Einzelheiten von den Parteien frei vereinbart werden können.

Art. 19b Inhalte des Vertrags über die Nutzung der Flexibilität

Abs. 1: Jede neue Nutzung der Flexibilität setzt de facto eine neue Beziehung zwischen dem VNB und dem Flexibilitätsinhaber voraus. Dieses neue Verhältnis ist zwingend in einem Vertrag zwischen den beiden Parteien zu regeln. Entgegen dem Grundprinzip (Art. 17c Abs. 1 StromVG), wonach die Einzelheiten des Vertrags von den Parteien frei vereinbart werden können, muss der Vertrag, der sich aus dem Verhältnis zwischen VNB und Flexibilitätsinhaber im Rahmen einer netzdienlichen Nutzung ergibt, gewisse Mindestanforderungen erfüllen.

Dazu gehören erstens Bestimmungen zu den Einsatzmodalitäten des Steuer- und Regelsystems. Es kann sich dabei sowohl um ein intelligentes Steuer- und Regelsystem als auch um ein anderes System, wie z. B. einen Wechselrichter, handeln (Bst. a). Zweitens ist im Vertrag der Umfang der vom VNB geplanten Flexibilitätsnutzung festzulegen (Bst. b). Hierzu zählen insbesondere Erläuterungen zu den Auswirkungen der Nutzung der Flexibilität im Alltag auf den Flexibilitätsinhaber sowie zu den verschiedenen Situationen, in denen die Anlage des Flexibilitätsinhabers gemäß Artikel 19a StromVV netzdienlich eingesetzt werden kann. Außerdem muss der Vertrag Bestimmungen über das Mittel, mit dem der VNB den Flexibilitätsinhaber über die Nutzung seiner Flexibilität informiert, sowie zur Häufigkeit dieser Information (Bst. c) enthalten. Der VNB kann das Kommunikationsmittel für diesen Zweck frei wählen, muss aber dessen Transparenz sowie eine zuverlässige und aktuelle Zugänglichkeit garantieren. Es liegt daher in der Verantwortung der VNB, Prozesse einzurichten, dank derer die Flexibilitätsinhaber effizient über die Nutzung ihrer Flexibilität informiert werden können. Der Vertrag muss auch die Vergütung für die effektive Nutzung der Flexibilität regeln. Diese Vergütung hat auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien zu erfolgen (Bst. d). Diesbezüglich kann die ElCom jederzeit intervenieren und Vergütungen anpassen, die sie als missbräuchlich erachtet (Art. 22 Abs. 2 Bst. d Ziff. 2 StromVG). Und schliesslich hat der Vertrag auch Angaben zu seiner Dauer (Bst. e) und die Kündigungsmodalitäten (Bst. f) zu enthalten, d. h. insbesondere die Fristen und die Formvorschriften, die der Flexibilitätsinhaber bei der Kündigung einhalten muss.

Abs. 2: Die Bestimmung von Artikel 8c Absatz 3 StromVV wird in diesen Absatz verschoben.

Art. 19c Garantierte Nutzungen der Flexibilität

Abs. 1: Die garantierten Nutzungen der Flexibilität sind ein Vorrecht der VNB, die entsprechend ihrer Rolle und ihren Aufgaben handeln, indem sie die Flexibilität netzdienlich nutzen. Im Gegensatz zum Vorrecht gemäß Artikel 19d StromVV dürfen diese Nutzungen vom Flexibilitätsinhaber nicht untersagt werden und sie werden nicht vergütet.

Abs. 2: Die garantierten Nutzungen der Flexibilität bringen die Pflicht des VNB mit sich, den betroffenen Flexibilitätsinhaber über die Gründe und den Umfang der garantierten Nutzungen zu informieren. Dies umfasst auch die verwendete Energiemenge (in kWh). Die Information hat auf Anfrage des Flexibilitätsinhabers, mindestens jedoch jährlich zu erfolgen. Der VNB wählt das Kommunikationsmittel für diesen Zweck, muss aber dessen Transparenz sowie eine zuverlässige und aktuelle Zugänglichkeit garantieren. Dies kann beispielsweise ein eigenes Kundenportal für jeden Flexibilitätsinhaber und/oder eine zentrale Plattform sein, die für alle frei zugänglich ist.

Abs. 3: Die bisher in Artikel 8c Absatz 6 StromVV enthaltenen Bestimmungen werden in diesen Absatz verschoben und um die garantierte Nutzung der Flexibilität nach Artikel 17c Absatz 4 Buchstabe a StromVG erweitert.

Gemäss Artikel 17c Absatz 5 StromVG stehen den VNB die garantierten Nutzungen auch bei entgegenstehenden Nutzungsrechten Dritter sowie gegen den Willen des Flexibilitätsinhabers zu. So muss der VNB ein Steuer- und Regelsystem einsetzen können, um die garantierten Nutzungen der Flexibilität in Anspruch zu nehmen. Allerdings kann Artikel 17c Absatz 5 StromVG im Konflikt mit Artikel 17b Absatz 3 StromVG stehen, wonach der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen der Zustimmung bedarf. Um Unklarheiten zu vermeiden, ist die Hinzufügung dieser Bestimmung zwingend notwendig. Zur Erinnerung: Artikel 17b Absatz 3 StromVG sieht nicht explizit vor, dass eine Zustimmung für die Nutzung anderer (nicht-intelligenter) Geräte zur Verwaltung der Flexibilität erforderlich ist. Für den Einsatz dieser Geräte gilt daher Artikel 17c Absatz 5 StromVG.

Abs. 4: Der Anteil der Abregelung nach Artikel 17 Absatz 4 Buchstabe a StromVG darf maximal 3 Prozent der jährlich am Anschlusspunkt produzierten Energie betragen. Oberhalb dieser Schwelle von 3 Prozent wird nicht mehr von garantierten Nutzungen der Flexibilität gesprochen, sondern von einer neuen Nutzung der Flexibilität, die nach Artikel 19b oder Artikel 19c StromVV zu erfolgen hat, je nachdem, ob die Flexibilität als bestehend gilt oder nicht. In jedem Fall muss dem Flexibilitätsinhaber eine Vergütung entrichtet werden, wenn die Schwelle von 3 Prozent überschritten wird.

Abs. 5: Die VNB sind dafür verantwortlich, transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien zur technischen Umsetzung des Einspeisemanagements zu erarbeiten. Sie legen eine gemeinsame Praxis für die Beurteilung der Abregelung der Einspeisung fest.

Darüber hinaus liegt es in ihrer Zuständigkeit, den notwendigen Informationsfluss zwischen den Akteuren zu präzisieren, insbesondere zwischen dem VNB und den Dritten, deren Rechte durch die garantierten Nutzungen unmittelbar eingeschränkt werden. Solche Klarstellungen sind erforderlich, da die garantierten Nutzungen dem VNB auch bei entgegenstehenden Nutzungsrechten Dritter sowie gegen den Willen des Flexibilitätsinhabers zustehen (Art. 17c Abs. 5 StromVG). Können sich die Netzbetreiber nicht innert nützlicher Frist auf diese Richtlinien einigen oder sind diese nicht sachgerecht, so kann das BFE in diesen Bereichen Ausführungsbestimmungen erlassen (Art. 27 Abs. 4 StromVV).

Art. 19d Bestehende Flexibilität

Abs. 1: Die Weiternutzung der bestehenden Flexibilität ist ein weiteres Vorrecht, das den VNB eingeräumt wird, die entsprechend ihrer Rolle und ihren Aufgaben handeln, indem sie die Flexibilität netzdienlich nutzen. Dieses Vorrecht ermöglicht es dem VNB, die bereits vor dem Inkrafttreten des Gesetzes bestehende und genutzte Flexibilität weiterhin zu betreiben und so die bisherige Planungssicherheit im Rahmen der Flexibilität aufrechtzuerhalten.

Die Flexibilität gilt als bestehend, wenn der VNB sie bereits vor dem 1. Januar 2026 bei einem Flexibilitätsinhaber über ein Steuer- und Regelsystem genutzt hat. Es kommt also nicht darauf an, welches Gerät zur Nutzung der Flexibilität verwendet wurde, sondern darauf, ob die Flexibilität vom VNB vor dem 1. Januar 2026 tatsächlich genutzt wurde. Daher wird die Flexibilität auch als bestehend erachtet, wenn sie beispielsweise durch Geräte wie z. B. Wechselrichtern genutzt wurde.

Im Hinblick auf eine optimierte Nutzung der Flexibilität kann der VNB beschliessen, auf ein intelligentes Steuer- und Regelsystem umzusteigen. Zur Förderung dieses Übergangs zu intelligenten Lösungen muss der VNB ein solches System jederzeit installieren und einsetzen können, also auch nachdem er die bestehende Flexibilität des Flexibilitätsinhabers bereits über ein anderes Gerät genutzt hat. Zur Erinnerung: Der Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems wird (in Abweichung von Art. 17b Abs. 3 StromVG) aufgrund der Ausnahme in Artikel 17c Absatz 3 ab initio StromVG ermöglicht.

Abs. 2: Um die bestehende Flexibilität des Flexibilitätsinhabers weiterhin nutzen zu können, ist der VNB verpflichtet, ihn über verschiedene Elemente zu informieren. Gemäss Artikel 31p StromVV muss diese Information zudem zwingend erstmals innerhalb von 30 Tagen nach Inkrafttreten dieser Verordnungsrevision, also zwischen dem 1. und 31. Januar 2026, erfolgen. Danach müssen dem

Flexibilitätsinhaber jedes Jahr aktualisierte Informationen bereitgestellt werden. Diese sogenannten späteren Mitteilungen haben in einer Form zu erfolgen, die einen schriftlichen Nachweis ermöglicht (z. B. per Briefpost oder E-Mail).

Verschiedene Elemente müssen dem Flexibilitätsinhaber zwingend übermittelt werden. Dazu gehören erstens die in Artikel 19b Absatz 1 Buchstaben a–d StromVV genannten Elemente (Bst. a). Zweitens ist es angesichts des dem VNB eingeräumten Vorrechts, die bestehende Flexibilität weiter zu nutzen, solange der Flexibilitätsinhaber dies nicht ausdrücklich untersagt (Art. 17c Abs. 3 StromVG), zwingend notwendig, dass die Mitteilung Informationen über das Recht des Flexibilitätsinhabers, diese Nutzung zu untersagen, sowie über die Auswirkungen eines solchen Untersagen enthält (Bst. b). Diese Information muss ausreichend erkennbar, klar und präzise sein. Der VNB hat den Flexibilitätsinhaber in jedem Fall darauf hinzuweisen, dass das Ausbleiben einer Reaktion seinerseits eine stillschweigende Annahme der Weiternutzung seiner bestehenden Flexibilität darstellt.

Abs. 3: In diesem Absatz wird das Recht der Flexibilitätsinhaber umgesetzt, die Weiternutzung ihrer bestehenden Flexibilität durch den VNB zu untersagen. Nach Artikel 17c Absatz 3 StromVG müssen die Flexibilitätsinhaber ihre Ablehnung ausdrücklich aussäern, da sonst davon ausgegangen wird, dass sie einer solchen Nutzung zugestimmt haben (Opt-out). Die Untersagung muss zwingend in schriftlicher Form, d. h. per Briefpost, an den VNB erfolgen. Eine solche Möglichkeit wird den Flexibilitätsinhabern innerhalb von 30 Tagen nach jedem Erhalt neuer Informationen gemäss Absatz 2 oder unter Einhaltung einer Frist von drei Monaten auf das Ende eines Kalenderjahres eingeräumt. Jede weitere Übermittlung von Informationen durch den VNB verleiht dem Flexibilitätsinhaber also das Recht, die Nutzung seiner bestehenden Flexibilität zu untersagen.

Jede mitgeteilte Untersagung der Weiternutzung der Flexibilität gemäss Absatz 3 führt zur endgültigen Aufhebung des den VNB eingeräumten Vorrechts. Sobald der Flexibilitätsinhaber die Untersagung mitgeteilt hat, kann sich der VNB nicht mehr auf die bestehende Flexibilität und damit auf die in Artikel 19d StromVV verankerte Sonderregelung berufen. Jede neue Nutzung der Flexibilität muss daher in einem Vertrag über die Nutzung der Flexibilität gemäss Artikel 19b StromVV geregelt werden. Vorbehalten bleiben die garantierten Nutzungen der Flexibilität nach Artikel 19c StromVV.

Abs. 4: Die Untersagung nach Absatz 3 führt aber nicht zur Entfernung eines allfälligen beim Flexibilitätsinhaber bereits vorhandenen intelligenten Steuer- und Regelsystems, da dieses System insbesondere für garantierte Nutzungen der Flexibilität gemäss Artikel 19c StromVV weiterhin eingesetzt werden kann.

Sollte das vorliegende Vorrecht der VNB dazu beitragen, dass das Potenzial im Hinblick auf andere Flexibilitätsnutzungen nicht ausgeschöpft wird, so kann der Bundesrat gegebenenfalls zusätzliche Massnahmen ergreifen. Dies kann die Einführung von Vermarktungsformen sein, die unabhängig vom VNB sind, wie z. B. der Einsatz einer neutralen Flexibilitätsplattform für das Netzgebiet. Es kann sich aber auch um einen vollständigen Entzug des gewährten Vorrechts handeln.

Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Absatz 1 setzt die Mindestgrösse an Elektrizitätserzeugung (vgl. Art. 17d Abs. 2 Bst. c StromVG) mit 5% fest. Dieser Wert begründet sich mit dem Umstand, dass lokale Elektrizitätsgemeinschaften von sich aus einen Anreiz haben einen möglichst hohen Nutzung der internen Elektrizitätserzeugung zu erreichen. Massgebend für die Ermittlung der erforderlichen Anschlussleistung ist dabei der Hausanschlusskasten. Bei der Ermittlung der Anschlussleistung sind die Speicher nicht zu berücksichtigen.

Zu *Absatz 2* findet sich eine identische Vorgabe in Artikel 15 Absatz 2 EnV.

Absatz 3 begrenzt die räumliche Ausdehnung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften. Diese müssen sich auf das Gebiet eines Netzbetreibers beschränken und dürfen sich maximal auf das Gebiet einer

Gemeinde ausdehnen (Art. 17d Abs. 3 Satz 2 StromVG). Sind in einem Gemeindegebiet mehrere Netzbetreiber tätig, muss sich die Gemeinschaft folglich auf eines der Netzgebiete beschränken. Weiter sind Spannungsebenen über 36 kV (Netzebenen 1–4) ausgeschlossen, somit ist die Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft lediglich auf den Netzebene 5 und 7 gestattet. Erstens darf kein Teilnehmer auf diesen höheren Spannungsebenen angeschlossen sein. Zweitens muss die Netzzanschluss situation der verschiedenen Teilnehmer unter Berücksichtigung der Netztopologie so gestaltet sein, dass jede Erzeugungsanlage der Gemeinschaft jeden beliebigen Endverbraucher der Gemeinschaft ohne Inanspruchnahme dieser höheren Spannungsebenen beliefern kann. Diese Einschränkung verhindert, dass sich lokale Elektrizitätsgemeinschaften in grossen Gemeindegebieten räumlich zu weit ausdehnen können, was der Vorgabe «nahe beieinander» (Art. 17d Abs. 2 Bst. a und Abs. 3 StromVG) widersprechen würde.

Absatz 4 stellt klar, dass jede Verbrauchsstätte, jede Erzeugungsanlage und jeder Speicher nur einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zugordnet sein darf. Selbstverständlich dürfen die Endverbraucher unterschiedliche Verbrauchsstätten in verschiedene Gemeinschaften einbringen.

Absatz 5: Ist eine der Voraussetzungen zur Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft nach den Absätzen 1, 3 oder 4 zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr erfüllt – zu denken ist insbesondere an eine Unterschreitung der Prozentschwelle von **Absatz 1** –, sind alle Teilnehmer vom Verteilnetzbetreiber wieder unmittelbar so zu behandeln, wie wenn sie nicht Teil einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft wären. So entfällt insbesondere die Reduktion des Netznutzungsentgelts gemäss Artikel 19h. Zudem kehren Kleinverbraucher wieder in vollem Umfang in die Grundversorgung des lokalen Netzbetreibers zurück.

Art. 19f Verhältnis unter den Teilnehmern einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Absatz 1: Wie beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist auch für die Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft keine besondere Gesellschaftsform erforderlich. Analog zu Artikel 16 Absatz 4 EnV ist aber vorgegeben, dass die wichtigsten Belange schriftlich zu vereinbaren sind. Zu Buchstabe c ist anzumerken, dass es hier ausschliesslich um interne Kosten geht. Die externen Kosten, die beim lokalen Verteilnetzbetreiber entstehen, fließen in dessen Tarife für die Netznutzung, Messung und Grundversorgung ein. Mit Buchstabe e wird zum Ausdruck gebracht, dass bei der Festlegung der Kostentragung innerhalb der LEG berücksichtigt werden muss, ob es sich um grundversorgte Teilnehmer handelt oder nicht.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der von den Teilnehmern der lokalen Elektrizitätsgemeinschaft abgeschlossene Vertrag dem Privatrecht untersteht und folglich daraus resultierende Streitigkeiten von den Zivilgerichten zu entscheiden sind.

Absatz 2 hält der Klarheit halber fest, dass für die in der LEG abgesetzte Elektrizität jeweils die entsprechenden Herkunftsachweise (HKN) entwertet werden müssen. Dabei sind die diesbezüglichen allgemeinen Vorgaben gemäss Energiegesetz zu beachten.

Art. 19g Verhältnis zum Verteilnetzbetreiber

Den Verteilnetzbetreibern sind im Zusammenhang mit lokalen Elektrizitätsgemeinschaften verschiedene Pflichten auferlegt. Die meisten gehen bereits aus dem Gesetz hervor. So liegt es in der Verantwortung der Netzbetreiber, sämtliche Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie alle Erzeugungsanlagen mit einem intelligenten Elektrizitätszähler auszustatten (Art. 17d Abs. 2 Bst. b und 17a^{bis} Abs. 3 StromVG). Weiter obliegt ihnen die Fakturierung des Netznutzungsentgelts, des Messentgelts und des Entgelts für Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung. Wichtig ist weiter auch ihre Rolle bei der Abwicklung der Datenbekanntgabe nach Artikel 8 Absatz 2 Buchstabe d.

Absatz 1: Wie beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (Art. 18 Abs. 1 EnV) sind dem örtlichen Verteilnetzbetreiber die wichtigsten Eckwerte der Gemeinschaft bekannt zu geben. Dies gilt auch für allfällige Änderungen. Ohne diese Angaben (insbesondere zu den Teilnehmern und den Erzeugungsanlagen) kann er die Datenaustausch- und Abrechnungsprozesse nicht durchführen. Gemäss Artikel

19e Absatz 5 wird eine LEG nur als solche behandelt, wenn die allgemeinen Voraussetzungen stets erfüllt sind. Sollte die Anschlussleistung daher unter 5% fallen, hätten die Teilnehmer der LEG insbesondere keinen Anspruch mehr auf einen Abschlag auf den Netznutzungstarif. Daher muss eine allfällige Unterschreitung der Anschlussleistung dem Netzbetreiber gemeldet werden (Bst. e).

Absatz 2 räumt den Verteilnetzbetreibern das Recht ein einen Teilnehmer der LEG als Ansprechperson zu bestimmen, welche die Aufgaben nach Absatz 1 wahrnehmen muss, sofern dies nicht innert nützlicher Frist von den Teilnehmern der LEG selbst bestimmt wurde.

Absatz 3 bringt zum Ausdruck, dass die lokalen Elektrizitätsgemeinschaften auf die Mitwirkung des Verteilnetzbetreibers angewiesen sind. In der nicht abschliessenden Aufzählung sind zwei Informationspflichten angesprochen, die zu deren Bildung von besonderer Bedeutung sind. Bei der Netzanschluss-situation geht es vor allem um die Lage der Ein- und Ausspeisepunkte (Messpunkte) und die jeweilige Netzanschlussleistung.

Absatz 4: Die Fakturierung des Netznutzungsentgelts gestaltet sich im Kontext einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft anspruchsvoller, weil die Netzbetreiber zwischen dem reduzierten und dem in voller Höhe geschuldeten Netznutzungsentgelt bzw. zwischen den «internen» und den «extern bezogenen» Elektrizitätsflüssen unterscheiden müssen. Artikel 17e Absatz 5 StromVG erleichtert ihnen diese Aufgabe. Nach dieser Vorgabe werden die «internen Elektrizitätsflüsse», die im Kreise der Gemeinschaft zeitgleich erzeugt und abgesetzt werden, den einzelnen Endverbrauchern (und Speicherbetreibern) nach Massgabe ihrer Netzbezüge proportional gleichmässig zugeordnet. Absatz 4 präzisiert, mit welchen Arbeitsschritten die Netzbetreiber diese Vorgabe im Detail umzusetzen haben. Nach der Durchführung dieser Schritte weiss der Netzbetreiber bei jedem einzelnen Endverbraucher (und Speicherbetreiber), zu welchem Anteil seine Elektrizitätsbezüge vom reduzierten Netznutzungstarif profitieren und zu welchem Anteil nicht.

Bei der Teilnahme von virtuellen ZEV oder Eigenverbrauchsgemeinschaften an einer LEG fallen die in diesem Rahmen eigenverbrauchte Elektrizität (welche bei Inanspruchnahme der Anschlussleitungen ebenfalls in das Netz eingespeist wird) nicht unter die «Elektrizitätseinspeisungen» gemäss Artikel 19g Absatz 4 Buchstabe a, resp. dürfen diese bei der Berechnung durch den Netzbetreiber nicht dazugerechnet werden.

Absatz 5: Bei der Grundversorgung sind nur die Netzbezüge derjenigen Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu beachten, die auch tatsächlich in der Grundversorgung beliefert werden. Für Endverbraucher, die im freien Markt beliefert werden, sei angemerkt, dass die Netzbetreiber dem betreffenden Stromlieferanten im Rahmen der Informationsprozesse nach Artikel 8 Absatz 2 den Anteil mitteilen müssen, welcher beim betreffenden Endverbraucher in Anwendung von Artikel 17e Absatz 5 StromVG und Absatz 3 als selbst erzeugt gilt. Auf dieser Grundlage kann der betreffende Stromlieferant seine Rechnung erstellen.

Absatz 6: Speist eine Erzeugungsanlage, welche einer LEG zugeordnet ist, Elektrizität in das Verteilnetz, kann die Elektrizität entweder innerhalb der LEG verbraucht oder an den Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Abnahmepflicht bzw. allenfalls an einen Dritten im Rahmen eines abgeschlossenen Abnahmevertrags abgegeben werden. Die Aufteilung leitet sich vom Grundsatz ab, wonach in der LEG erzeugte Elektrizitätsmengen möglichst innerhalb der LEG verbraucht werden sollen. Absatz 6 gibt entsprechend vor, dass die Aufteilung derselben Berechnungslogik zu folgen hat, wie sie Absatz 4 für die Ermittlung der Anteile «interner Strom» und «Reststrom» allen der LEG angeschlossenen Endverbrauchern definiert. Damit wird auch klargestellt, wie im Falle einer LEG mit mehreren angeschlossenen Erzeugungsanlagen die jeweiligen Erzeugungsmengen der LEG bzw. der Abnahmen durch den VNB (bzw. allenfalls durch einen Dritten) zuzuteilen sind und welche Anteile der gesamten Erzeugung den einzelnen Erzeugungsanlagen zugeschrieben werden. Damit errechnet sich einerseits welche Menge der VNB im Rahmen der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG dem einzelnen Anlagenbetreiber

vergüten muss. Andererseits leitet sich daraus ab, in welchem Umfang jede Erzeugungsanlage Herkunfts nachweise innerhalb der Gemeinschaft absetzen muss (Art. 19f Abs. 2).

Absatz 7: Für die Erhebung des Messentgelts bedarf es im Zusammenhang mit lokalen Elektrizitätsgemeinschaften keiner Spezialregelung, weshalb auf die allgemeine Regelung verwiesen wird.

Was die Rechnungstellung anbelangt, seien an dieser Stelle noch zwei weitere Aspekte hervorgehoben: Erstens steht es der Gemeinschaft frei, für die Kostentragung im internen Verhältnis eine Regelung zu vereinbaren, die von der Rechnungsstellung des Netzbetreibers abweicht. Insbesondere können sie für die Bestimmung des Verteilschlüssels gemäss *Absatz 4* eine andere Formel bestimmen. An den Schuldverhältnissen gegen aussen ändert dies nichts. Schuldner gegenüber dem Netzbetreiber bleibt der einzelne Endverbraucher oder Speicherbetreiber im Umfang des gestützt auf Artikel 19g Absatz 4 proportional berechneten Betrages. Der Netzbetreiber kann sich mit anderen Worten stets auf die proportionale Aufteilung der gemeinschaftsinternen Elektrizitätsflüsse gemäss Artikel 17e Absatz 5 StromVG und *Absatz 4* berufen. Zweitens können sowohl der Netzbetreiber als auch die lokale Elektrizitätsgemeinschaft zur weiteren Vereinfachung des Prozesses verlangen, dass die Rechnungsstellung konsolidiert, aber transparent aufgeschlüsselt, direkt zuhanden des Vertreters der Gemeinschaft erfolgt (Art. 17e Abs. 6 StromVG).

Art. 19h Reduktion des Netznutzungstarifs

Nach Artikel 17e Absatz 3 StromVG können die Endverbraucher einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft für die «internen Elektrizitätsflüsse», sprich für die Strommengen, die im Kreise der Gemeinschaft erzeugt und zeitgleich in dieser abgesetzt werden, einen Abschlag auf dem sonst üblichen Netznutzungstarif in Höhe von maximal 60 Prozent beanspruchen. Ausgenommen sind dabei Speicher ohne Endverbrauch, da diese gemäss Art. 14a Abs. 1 Bst. b StromVG kein Netznutzungsentgelt schulden.

Absatz 1 bringt zum Ausdruck, dass sich dieser Abschlag auf 40 Prozent beläuft und am jeweiligen Netznutzungstarif auszumessen ist.

Absatz 2 konkretisiert die Umsetzung des Abschlags. Aus vollzugstechnischen Gründen wird lediglich die Summe der Ein- und Ausspeisungen aller Teilnehmer der Gemeinschaft betrachtet. Dabei gibt es zwei Fallkonstellationen. Zumeist wird die Gemeinschaft insgesamt mehr Elektrizität aus dem Netz beziehen, als sie in dieses einspeist. Die ins Netz eingespeisten Mengen werden dabei volumnfänglich als «interne Elektrizitätsflüsse» behandelt, die zur Reduktion des Netznutzungstarifs berechtigen. Bei einem hohen Potenzial an eigener Erzeugungsleistung ist es indes auch möglich, dass die Gemeinschaft mehr Elektrizität ins Netz einspeist, als sie aus diesem bezieht. Die «Überschussproduktion» kann im Rahmen der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG oder beliebig im freien Strommarkt abgesetzt werden. In dieser zweiten Fallkonstellation fallen sämtliche Elektrizitätsbezüge unter den reduzierten Netznutzungstarif, da sich die Gemeinschaft volumnfänglich selbst versorgt. Ob die selbst erzeugte Elektrizität direkt ins Netz eingespeist wird, oder allenfalls auch eine Zwischenspeicherung stattfindet, ist unerheblich. Es ist mit anderen Worten nicht dahingehend zu unterscheiden, ob der Elektrizitätsbezug direkt für den Verbrauch oder für eine Zwischenspeicherung erfolgt oder ob umgekehrt eine Elektrizitätseinspeisung aus einer Erzeugungsanlage oder einem Stromspeicher stammt.

Nach **Absatz 3** reduziert sich der Abschlag auf 20 Prozent, wenn zwar alle Erzeugungsanlagen sowie alle Endverbraucherinnen und Endverbraucher auf der gleichen Netzebene, aber nicht am selben Leitungsstrang angeschlossen sind. Diese Reduktion begründet sich dadurch, dass die internen Elektrizitätsflüsse in solchen Fällen nicht ohne Inanspruchnahme einer oberliegenden Spannungsebene zu einer bestimmten Verbrauchsstätte gelangen können. Dies ist aufgrund der Transformation der Spannung mit Mehrkosten verbunden.

Absatz 4 Satz 1: Die Vorgabe bezweckt, dass effektiv nur für selbst erzeugte und innerhalb der LEG über das Verteilnetz verteilte Elektrizität ein reduzierter Netznutzungstarif zur Anwendung kommt, weshalb Speicher in einer LEG nicht mehr Elektrizität innerhalb der Gemeinschaft absetzen dürfen, als sie

von der Gemeinschaft beziehen. Bei der Berechnung der abschlagsberechtigten Mengen gemäss Artikel 19g Absatz 4 wird der Einfachheit halber angenommen, dass sämtliche Einspeisemengen als «selbst erzeugt» gelten, unabhängig davon, ob die Einspeisung effektiv von einer Erzeugungsanlage stammt oder von einem Speicher. Die dieser Berechnungslogik zugrundeliegende Annahme geht jedoch nur auf, sofern die Vorgabe nach Satz 1 ausnahmslos eingehalten wird. In der Praxis dürfte sich jedoch die Schwierigkeit zeigen, dass aufgrund technischer Einsatzlimiten eines Speichers, oder auch aufgrund von Prognoseunsicherheiten über Erzeugung und Verbrauch der übrigen Teilnehmer der Gemeinschaft, die Einspeicherung von nicht im Rahmen der Gesellschaft erzeugten Mengen nicht ausgeschlossen werden kann. Satz 1 verlangt deshalb lediglich eine Ausgeglichenheit über eine Abrechnungsperiode.

Resultieren trotz Vorkehrungen zur Einhaltung der Vorgabe von Satz 1 Mengen, die bei der Rückspeisung die Bezugsmenge aus der Gemeinschaft übersteigen, entfällt für diese der Anspruch auf den Abschlag auf dem Netznutzungstarif. Details sind durch die Branchenrichtlinien zu klären. Bei diesen Regelungen soll zugleich beachtet werden, dass durch zusätzliche Anforderungen an die Bilanzierung keine finanziellen Effekte entstehen, die den Einsatz von Speichern in einer LEG erheblich behindern.

Kommt es in einer LEG zu einer systematischen Verletzung der Vorgabe nach Satz 1, kann die ElCom, gestützt auf Artikel 22 StromVG und auf Antrag des betroffenen Verteilnetzbetreibers hin, den entsprechenden Speicher unter Strafandrohung auffordern, dies zu unterlassen und gegebenenfalls anschliessend dauerhaft vom Anspruch auf den Abschlag auf den Netznutzungstarif ausschliessen.

Absatz 5 stellt klar, dass sich die Tarifreduktion nur auf die anrechenbaren Netzkosten im engeren Sinn bezieht. Die in der Aufzählung genannten besonderen Tarifbestandteile bleiben davon unberührt. Die Kosten für das Messwesen und für die Datenplattform werden separat verrechnet und sind daher nicht in den anrechenbaren Netzkosten inkludiert, weshalb sie auch nicht von einem allfälligen Abschlag betroffen sind.

Art. 27 Abs. 4

Die Aufzählung in Absatz 4 wird auf die neuen Vorgaben zum Messwesen (Art. 8a Abs. 2 und Art. 8a^{bis} Abs. 4) und die Verschiebung der Bestimmung zu den Informationsprozessen abgestimmt. Diese Bestimmung wird ferner durch die im Rahmen der gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Flexibilität neu hinzugefügten Artikel 13a^{bis} Absatz 2 und 19c Absatz 5 StromVV ergänzt.

Art. 31e

Die im Zuge des Einschubs der Regelung zum Messwesen erfolgten neuen Nummerierung der Artikel 8a bis und mit Artikel 8a^{duodecies} bedingt eine Anpassung der entsprechenden Verweise in den Übergangsbestimmungen. Anstelle des bisherigen Verweises auf Artikel 8a wird nun auf Artikel 8a^{decies} verwiesen.

Art. 31f

Angesichts der gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Flexibilität wird diese Bestimmung aufgehoben.

Art. 31l

Vergleiche obige Ausführungen zu Artikel 31e. Aufgrund der Aufhebung von Artikel 31f wird der bisherige Absatz 5 zudem aufgehoben. Der vormalige Absatz 6 wird neu zum Absatz 5.

Art. 31n

Vergleiche obige Ausführungen zu Artikel 31e.

Art. 31p

Die erste Information durch den VNB nach Artikel 19d Absatz 2 StromVV muss zwingend innerhalb von 30 Tagen nach Inkrafttreten dieser Verordnungsrevision, also zwischen dem 1. und 31. Januar 2026, erfolgen. Diese Information muss zwingend in Form einer Briefpost erfolgen. Wenn der VNB den betroffenen Flexibilitätsinhaber nicht bis zum 31. Januar 2026 informiert, wird die Weiternutzung der bestehenden Flexibilität durch den VNB ausgesetzt. Der Flexibilitätsinhaber kann dem VNB seine Absicht, die Nutzung seiner Flexibilität zu untersagen, in jedem Fall innerhalb von 30 Tagen nach Erhalt der Informationen oder unter Einhaltung einer Frist von drei Monaten auf das Ende eines Kalenderjahres mitteilen (Art. 19d Abs. 3).