



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

21. Februar 2024

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

Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	1
2.	Grundzüge der Vorlage.....	1
2.1	Ausgestaltung der Grundversorgung.....	1
2.2	Netztarifierung.....	2
2.3	Solidarisierung von Verstärkungskosten	3
2.4	Messwesen	5
2.5	Flexibilität	6
2.6	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	7
2.7	Datenplattform	8
2.8	Sunshine-Regulierung	8
2.9	Befreiung und Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt	9
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	13
3.1	Flexibilität	13
3.2	Datenplattform	13
3.3	Befreiung und Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt	14
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	14
4.1	Ausgestaltung der Grundversorgung.....	14
4.2	Netztarifierung.....	15
4.3	Messwesen	15
4.4	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	15
4.5	Sunshine-Regulierung	15
5.	Verhältnis zum EU-Recht.....	16
5.1	Netztarifierung.....	16
5.2	Lokale Elektrizitätsgemeinschaften	16
5.3	Datenplattform	16
5.4	Befreiung und Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt	17
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	17

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 ist eine Revision der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71) notwendig.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Ausgestaltung der Grundversorgung

Das Parlament hat an der Teilmarktöffnung (für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh) festgehalten. Die bestehende Ausgestaltung der Grundversorgung hat für gebundene Endverbraucherinnen und Endverbraucher verschiedene Nachteile, weshalb der Gesetzgeber Anpassungen vorgenommen hat, um diese zu beheben.

Ablösung der Durchschnittspreismethodik

Heute gibt es eine Quersubventionierung zugunsten des freien Markts auf Kosten der Grundversorgung. Mit der Revision von Artikel 6 StromVG wird dies behoben. Die sogenannte Durchschnittspreisermethode (vgl. BGE 149 II 187) wird durch eine Trennung der Beschaffungsstrategien für die Grundversorgung einerseits und die freien Marktkunden andererseits ersetzt. Beibehalten wird die Gesteuerungskostenregulierung. Das heisst, dass die Eigenproduktion zu ihren Gesteuerungskosten in die Grundversorgungstarife einfliesst (einschliesslich eines angemessenen Gewinns). Damit nicht einseitig Elektrizität aus teuren Anlagen in die Grundversorgung eingebracht wird, müssen die Grundversorgungstarife nach Massgabe der durchschnittlichen Gesteuerungskosten eines Geschäftsjahres der gesamten Eigenproduktion festgelegt werden, unabhängig ihrer Zuweisung (zum freien Markt oder der Grundversorgung). Wie bisher dürfen Verwaltungs- und Vertriebskosten in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden.

Stärkung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung

Weiter stärkte das Parlament die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz: In Zukunft sind in der Grundversorgung bestimmte Mindestmengen aus erneuerbarer Inlandproduktion abzusetzen. Diese Mindestanteile bewirken, dass Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung effektiv eine gewisse Menge an erneuerbarem Strom erhalten (d.h. nicht lediglich die entsprechenden Herkunftsnachweise).

Der erste Mindestanteil betrifft die sogenannte erweiterte Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus erneuerbaren Energien. Diese setzt sich aus zwei Elementen zusammen: Zum einen gehört dazu die Eigenproduktion im engeren Sinne: Elektrizität aus eigenen Anlagen und aus Partnerwerken (d.h. aus beteiligungsbedingten Bezügen). Hinzu kommt die im Netzgebiet aufgrund der Abnahmepflicht nach Artikel 15 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG; SR 730.0) abgenommene Elektrizität. Die Ausführungsvorschriften des Bundesrats sehen vor, dass von dieser erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien grundsätzlich mindestens die Hälfte in der Grundversorgung abzusetzen ist. Da Grundversorger mit einem vergleichsweise hohen Anteil an erneuerbarer Inlandproduktion – dies in Relation zu ihrem gesamten Elektrizitätsabsatz in der Grundversorgung – von dieser neuen Vorgabe stärker betroffen sind als Grundversorger mit wenig Eigenproduktion, gibt es eine Ausnahmebestimmung. Nach dieser darf die 50-Prozent-Marke dann unterschritten werden, wenn ansonsten mehr als 80 Prozent der gesamten Elektrizität, die in der Grundversorgung abgesetzt

wird, aus dieser erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien stammt. Grundversorger mit viel Eigenproduktion erhalten folglich einen gewissen Spielraum.

Der zweite Mindestanteil betrifft die erneuerbare Inlandproduktion als Ganzes. Zu betrachten ist nicht die Produktionsseite des einzelnen Grundversorgers, sondern die Elektrizität, die er in der Grundversorgung absetzt. Die Ausführungsvorschriften des Bundesrats geben hierzu vor, dass das Energieportfolio in der Grundversorgung einen Mindestanteil an erneuerbarer Inlandproduktion im Umfang von mindestens 20 Prozent aufweisen muss. Wenn dieser Mindestanteil nicht bereits mit dem obligatorischen Absatz der Hälfte der «erweiterten Eigenproduktion» erreicht ist, ist dieser Anteil entsprechend zu erhöhen oder es sind zusätzlich Mittel- bzw. Langfristverträge über inländische erneuerbare Energien abzuschliessen (es sind dabei kraftwerksscharfe Verträge möglich oder solche, die Erzeugung in einem Portfolio bündeln). Diese Verträge müssen eine Laufzeit von mindestens drei Jahren aufweisen, ansonsten machen solche Stromabnahmeverträge (auch bekannt unter Power Purchase Agreements, PPA) kaum Sinn. Ihr Ziel ist nicht nur, die Energiemengen für die Grundversorgung mittel- bis langfristig zu sichern. Dem Gesetzgeber ging es insbesondere auch darum, dass Produzentinnen und Produzenten von erneuerbaren Energien ihren Absatz absichern können und dass PPA ausserhalb der staatlichen Förderung zu einer neuen sicheren und planbaren Einnahmequelle werden. Dieser zweite Mindestanteil ist vor allem für Grundversorger mit vergleichsweise wenig Eigenproduktion relevant. Er wird vom Bundesrat in der Höhe von 20 Prozent so festgelegt, dass die Verfügbarkeit von solchen Vertragsangeboten in der Schweiz grundsätzlich gegeben ist. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Gemäss den Angaben der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom), welche sie über die Kostenrechnung erhält, werden in der Grundversorgung (Absatz von rund 33 TWh) rund 22.5 TWh eingekauft, der Rest wird über die Eigenproduktion gespeisen. Das Ziel des Bundesrats, den zweiten Mindestanteil auf 20 Prozent zu setzen, bedeutet demnach grob abgeschätzt, dass weniger als 4.5 TWh¹ in der Grundversorgung durch PPA abgedeckt werden müssen.

Reduktion von Risiken und stabilere Tarife

Ferner gibt es neu eine Pflicht zur strukturierten und längerfristig ausgerichteten Beschaffung der Elektrizität, die für die Grundversorgung benötigt wird. Dies mindert die Preisschwankungen. Das Ziel ist, den Strom für die grundversorgten Kundinnen und Kunden sicher und rechtzeitig zu beschaffen und dadurch Preisrisiken zu minimieren. Damit wird die schon seit Inkrafttreten des StromVG bestehende Vorgabe, stets die «gewünschte Menge an Elektrizität zu angemessenen Tarifen» jederzeit zur Verfügung stellen zu können, besser erreicht.

2.2 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 Netzbelastung auszurichten und damit das Stromnetz zu entlasten. Schliesslich können durch weniger verbrauchsabhängige Netznutzungsentgelte den Eigenverbrauchern ihre verursachten Netzkosten besser angelastet werden. 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

¹ Es sind weniger als 4.5 TWh, weil viele Unternehmen, welche einen grossen Teil der Energiemenge für ihre grundversorgten Kunden auf dem Markt beschaffen müssen, auch Eigenproduktion und Elektrizitätsmengen aus der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG verfügen.

[BFE]) nur gut 10 Prozent aus. Neben der Steigerung der Verursachergerechtigkeit soll die Netztarifizierung aber weiterhin Anreize zur effizienten Elektrizitätsverwendung und neu auch für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb setzen (Art. 14 Abs. 3 Bst. e StromVG).

Einführung dynamischer Netznutzungstarife

Um die Verursachergerechtigkeit zu verstärken und die geforderten Anreize zu setzen, soll v.a. die Einführung und Verbreitung von dynamischen Netztarifen ermöglicht werden. Indem diese Tarife zeitlich variabel sind und auf die aktuelle Knappheit des Netzes eingehen, können sie besser steuern als fixe Tarife. Somit geben dynamische Netztarife geeignetere Signale zur Netznutzung. 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 Netzbelastung (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 (stündliche Auflösung). Bei Einführung einer dynamischen Netztarifizierung können auch höhere Leistungspreise als bisher vom Netzbetreiber vorgesehen werden. 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) oder auch zusätzliche Grund- oder auch Leistungspreise verlangt werden können. Letztere Komponenten sollten massvoll ausfallen, d.h. der dynamische Anteil überwiegen.

Wollen (insbesondere kleinere) Verteilnetzbetreiber in ihrem Netzgebiet keinen dynamischen Tarif einführen, so haben sie die weitere Möglichkeit einen nach den historischen Lastspitzen zeitlich differenzierten Leistungstarif einzuführen. In diesem Fall kann der Mindestanteil für den Arbeitspreis auf 50 Prozent abgesenkt werden.

Ansonsten gilt für die Tariffestlegung bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern mit weniger als 50 MWh Jahresverbrauch und Endverbraucherinnen und Endverbrauchern ohne Smart Meter weiterhin ein Mindestanteil für den Arbeitspreis von 70 Prozent. 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 Netztarifizierung 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 nur noch 10 Prozent ausmacht, gilt neu das sogenannte Betragsnettoprinzip. Es wird die effektive Richtung des Stromflusses berücksichtigt (also, ob in der Summe Elektrizität von der oberen auf die untere Netzebene fließt oder umgekehrt). Dafür werden die Einspeisungen auf der jeweiligen Netzebene sowie Rückspeisungen auf höhere Netzebenen berücksichtigt werden. Zudem werden auch gesetzliche Unklarheiten in der Verrechnung der Leistungsanteile beseitigt.

2.3 Solidarisierung von Verstärkungskosten

Mit dem Umbau des Energiesystems nehmen die Elektrifizierung und der Ausbau der erneuerbaren Energien stark zu. Die zunehmend dezentrale Einspeisung erfordert eine weitere Verstärkung der Stromverteilnetze, um den erzeugten Strom abtransportieren und die Verbraucher zuverlässig mit Strom versorgen zu können.

Als Netzverstärkungen im Sinne von Artikel 15b Absätze 1 – 4 StromVG gilt die notwendigen Kapazitätsverstärkung bestehender Infrastruktur. Der Substanzerhalt oder der Netzausbau im Sinne einer Erweiterung der Netze stellen keine Netzverstärkungen in diesem Sinne dar.

In Bezug auf die durch dezentrale Erzeugung bedingten Netzverstärkungen im Verteilnetz ist davon auszugehen, dass die Kosten für die Verstärkungen in ländlichen Regionen höher ausfallen. Dies aufgrund der Umstände, dass das Land mehr Platz für erneuerbare Anlagen bietet, ländliche Netze gegenwärtig in der Regel weniger gut ausgebaut sind und die Ausbaurkosten innerhalb eines Netzgebietes auf weniger Haushalte verteilt werden können.

Netzverstärkungen

Um einer solchen ungleichen Belastung zwischen städtischen und ländlichen Gebieten entgegenzuwirken, wurde im Gesetz Artikel 15b Absätze 2 – 4 StromVG neu aufgenommen. Absatz 3 von Artikel 15b StromVG sieht vor, dass die Kosten für Netzverstärkungen, welche auf Mittelspannungsebene durch den Anschluss erneuerbarer Anlagen entstehen, auf Basis eines Gesuchs und nach Bewilligung durch die EICom an die nationale Netzgesellschaft weitergegeben werden können. Dadurch werden diese Kosten mittels Solidarisierung über das Übertragungsnetz auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt.

Für die Niederspannungsebene sieht der Gesetzgeber in Absatz 4 von Artikel 15b StromVG dagegen mit Hinblick auf die Anzahl der möglichen Anlagen und dem daraus folgenden Vollzugsaufwand eine vereinfachte pauschalisierte Abgeltung vor. Die Pauschale wird pro Anschluss entrichtet und deren Höhe bestimmt sich nach der Leistung der angeschlossenen Anlage. Der Zeitpunkt der Netzverstärkung fällt in der Regel nicht mit dem Anschluss der Anlage zusammen.

Die Höhe der Pauschale orientiert sich entsprechend den gesetzlichen Vorgaben an den durchschnittlichen Netzverstärkungskosten je kW neu angeschlossener Anlageleistung. Es handelt sich somit um die durch den Zubau von erneuerbarer Erzeugung verursachten Kapazitätserweiterungen der Niederspannungsebene und den in der selbigen zugebauten Anschlussleistung.

Im Rahmen der parlamentarischen Debatten wurde betont, dass die Höhe der Pauschale so festzusetzen ist, dass unverhältnismässig teure Verstärkungen begrenzt oder verhindert werden.

Für den Ausgangswert der Pauschale wurde die Studie «Auswirkungen der Elektrifizierung und des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze» von Consentec/Polynomics und EBP (2022) herangezogen. Hierfür wurden die Investitionen für Kapazitätserweiterungen auf Netzebene 7 herangezogen, wobei angenommen wurde, dass diese zur Hälfte erzeugungsgetrieben sind. Diese wurden durch die Leistung zugebauter erneuerbarer Anlagen geteilt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Grossteil der Anlagen der Netzebene 7 zuzuordnen ist und der Anlagenzubau entsprechend dem Verhältnis der entsprechenden Investitionen auf Netzausbau und Kapazitätserweiterungen aufgeteilt wird. Dem Willen des Gesetzgebers in Bezug auf eine niedrige Pauschale wird durch einen Abschlag von 25 Prozent Rechnung getragen.

Die aktuelle Datenlage erlaubt keine akkurate Definition der Pauschale, eine Anpassung der Pauschale, nachdem erste Erfahrungen gesammelt wurden, ist daher voraussichtlich notwendig. Die Transparenzanforderungen in der Verordnung sollen hierbei ihren Beitrag leisten. Es ist davon auszugehen, dass mit den ersten Praxiserfahrungen allenfalls grössere Anpassungen der Verordnungsbestimmungen notwendig sein werden.

Verstärkung von Anschlussleitungen

Bisher trägt beim Anschluss von Produktionsanlagen der Produzent die Kosten bis zum Netzanschlusspunkt, der Netzbetreiber die Kosten ab diesem. Dies ist heute in Artikel 10 der Energieverordnung vom 1. November 2017 (EnV; SR 730.01) geregelt. Dies gilt bisher auch für notwendige Verstärkungen dieser Erschliessungsleitungen. Mit dem Artikel 15b Absatz 5 StromVG passt der Gesetzge-

ber dieses Prinzip ausschliesslich für die Verstärkung von bestehenden Erschliessungsleitungen, welche durch die zusätzlichen Anlagen erneuerbarer Produktion hinter dem Hausanschlusspunkt nötig sind, an. Dies z.B. um Leitungen von Bauernhöfen zu verstärken, wenn dort beispielsweise eine Solaranlage auf einem Scheunendach installiert wird. Für diese Fälle sieht der Gesetzgeber für Anlagen mit einer Leistung über 50 kW ab der Parzellengrenze eine Solidarisierung der Kosten durch Anlastung an die Kosten des Übertragungsnetzes vor. Dabei hat der Gesetzgeber dem Bundesrat die Kompetenz einräumt, für diese Kosten eine Obergrenze festzulegen. Der Bundesrat macht von dieser Möglichkeit Gebrauch und definiert ausgehend von Annahmen von einer mittleren Entfernung von 100 m, durchschnittlichen Verstärkungskosten von 100 Fr./m und einer mittleren Anlagengrösse von 200 kW die Obergrenze bei 50 Fr./kW. Dies entspricht bei dieser Anlagengrösse etwa 5 Prozent der gesamten Investitionskosten.

Diese neue Regelung soll insbesondere die Belegung der Dächer durch Photovoltaikanlagen in ländlichen Gebieten verbessern. Die Kosten für den Teil der Anschlussleitung auf dem Grundstück verbleiben dagegen beim Produzenten.

2.4 Messwesen

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

Obergrenzen 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. 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.

Gestützt auf eine ausdrückliche gesetzliche Grundlage legt der Bundesrat in diesem Zusammenhang Tarifobergrenzen für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern fest. Während diese Obergrenze bei gewöhnlichen Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern der Netzebene 7 mit Direktmessung bis höchstens 100 Ampere bei monatlich 6 Franken liegt, fällt sie im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft aufgrund des Zusatzaufwands leicht höher aus (Fr. 6.50 pro Monat). Für die Netzebene 7 über 100 Ampere mit sog. halbindirekter Messung erfordert die Messung zusätzliche Messklemmen und Strommesswandler. Diese Obergrenze liegt bei monatlich 12 Franken.

Für die Netzebene 5 erfordert die Messung zusätzliche Messklemmen, Spannungs- und Strommesswandler. Diese Obergrenze liegt bei monatlich 42 Franken.

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 prioritär zu bedienen (Art. 31e Abs. 2). Das Vorhandensein eines intelligenten Elektrizitätsmesssystems ist wegen der Möglichkeit zum Abruf der Messdaten (Art. 8a^{sexies} 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.

2.5 Flexibilität

Die Verordnung präzisiert verschiedene Aspekte des Einsatzes von Flexibilität. Sie enthält Sonderregelungen für bestehende oder neue Flexibilität oder für ihre garantierte Nutzung. Auf jeden Fall beschränkt sich die Nutzung der Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) auf eine netzdienliche Nutzung. Die Verordnung beschreibt, was als eine netzdienliche Nutzung anzusehen ist, damit dies als implizite Anforderung für die Vertragsgestaltung der VNB gilt.

Beschränktes Vorrecht der Verteilnetzbetreiber

Die Verordnung regelt die Umsetzung des beschränkten Vorrechts der VNB bei der netzdienlichen Nutzung auf die bestehende Flexibilität, die einer eingeschränkten Opt-out-Regelung unterliegt (bei sonstigen Nutzungen gilt weiterhin ein Opt-in). Der Begriff der bestehenden Flexibilität wird daher in der Verordnung präzisiert. Diese neue Regelung fördert den Einsatz von Flexibilität, indem sie den VNB die netzdienliche Nutzung der Flexibilität erleichtert und zugleich das Entstehen eines Flexibilitätsmarktes ermöglicht. Die VNB sollen die Möglichkeit haben, die Flexibilität zu nutzen, bis der Inhaber der bestehenden Flexibilität widerspricht (opt-out).

Vertragliche Regelung

Gleichzeitig muss die Anforderung erfüllt sein, dass die Flexibilität «vertraglich» vom Flexibilitätsinhaber kontrahiert wird. In diesem Sinne stellt die Verordnung klar, dass eine Aktualisierung des Netznutzungsvertrags (der die Steuerungsmöglichkeiten und die Vergütung enthält) ausreichend ist und die Flexibilitätsinhaber darüber informiert werden. Die VNB müssen die Flexibilitätsinhaber dabei auch über ihre Möglichkeit informieren, diese Anpassungen des Standardvertrags abzulehnen inklusive möglicher alternativen Vermarktungsmöglichkeiten ihrer Flexibilität. Es ist dem Flexibilitätsinhaber ebenso darzulegen, wie die Standardklauseln ohne Zugriff aussehen. Denn möglicherweise sehen allenfalls bereits bestehende Verträge einen Zugriff auf die Flexibilität vor, welcher mit Inkrafttreten des Gesetzes nicht mehr zulässig ist. Die durch den Netznutzungsvertrag vereinbarten Zugriffsmöglichkeiten wie auch die Vergütung sind zu veröffentlichen.

Garantierte Nutzung von Flexibilität

VNB erhalten garantierte Nutzungsrechte. Diese sollen im Rahmen des Einspeisemanagements grundsätzlich eng begrenzt werden. Die Verordnung beschränkt die erzeugungsseitigen Vorgriffsrechte auf maximal 3 Prozent der jährlich produzierten Energie am Anschlusspunkt. Der VNB kann

darüber hinaus auch einen Vertrag mit dem Flexibilitätsinhaber abschliessen, um die darüber hinausgehende erzeugungsseitige Flexibilität (im Normalfall dann gegen Bezahlung) zu kontrahieren.

Schliesslich soll der Bundesrat die Entwicklung des Flexibilitätsmarktes anhand eines jährlichen Berichtes überprüfen. Je nach den beobachteten Ergebnissen kann er Massnahmen zur Förderung der Nutzung von Flexibilität durch Dritte ergreifen. Derzeit wird die Verordnung weder die Kriterien (insbesondere den Begriff «nur wenig erschlossen») noch die möglichen Massnahmen, die ein Eingreifen des Bundesrates implizieren, näher erläutern. Dies bleibt eine Ermessensentscheidung des Bundesrates.

2.6 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. Die LEG-Mitglieder müssen sich auf einer Netzebene und beim gleichen Netzbetreiber befinden. Räumlich kann sich eine LEG maximal über eine Gemeinde ausdehnen. Gemeindeübergreifende LEG sind ausgeschlossen, auch wenn ein Netzbetreiber mehrere Gemeinden versorgt.

Interner Strom, reduziertes Netznutzungsentgelt und Reststrom

Ein Teil des innerhalb einer LEG gehandelten Stroms ist selbst erzeugt. Dieser Strom profitiert von einem reduzierten Netznutzungsentgelt. Die Reduktion bestimmt sich nach dem Umfang der genutzten Spannungsebenen. Bei der Festlegung der Reduktion der Netznutzungsentgelte in der Höhe von 30 Prozent wurde berücksichtigt, dass es nur sehr geringe Netzkosteneinsparungen durch eine LEG geben kann, aber zugleich ein gewisser Abschlag zur Verbreitung des Modells notwendig ist. Bei der Nutzung mehrerer Netzebenen wird nur der halbe Abschlag gewährt, da es hier zu relevanten zusätzlichen Abstimmungskosten beim Netzbetreiber kommt.

Der zusätzlich in einer LEG benötigte Strom (sog. Reststrom) kommt vom Grundversorger (oder allfällig von einem Dritten bei marktberechtigten Mitgliedern) und wird auf Ebene des Netznutzungsentgelts nicht vergünstigt. 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.

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.

2.7 Datenplattform

Die Verordnung regelt den Prozess zur Konstituierung und zum Aufbau der nationalen Datenplattform für den Austausch von energiewirtschaftlichen Daten. Die Regelung umfasst Vorgaben in Bezug auf die Konstituierung des Datenplattformbetreibers wie beispielsweise Vorgaben zu den Statuten und der Neutralität des Betreibers sowie zur technischen und organisatorischen Konzeptplanung. Ebenfalls werden Vorgaben hinsichtlich der Organisation des Datenplattformbetreibers festgehalten, welche eine grösstmögliche Neutralität und den Einbezug der Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie von Dienstleisterinnen und Dienstleistern sicherstellen. Dies soll den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten erleichtern und so ihre Stellung im Prozess der digitalen Transformation des Stromsystems stärken. Nicht zuletzt soll damit die digitale Innovation und der Energiedienstleistungsmarkt gestärkt werden. Der Aufbau wird in Phasen gegliedert mit eindeutigen Vorgaben zur Anbindung von Messpunkten an die nationale Datenplattform.

Datenaustauschprozesse, Aufgaben und Verantwortlichkeiten

Des Weiteren werden Vorgaben erlassen im Hinblick auf die Prozesse und die Fristen des Datenaustausches und diesbezüglich auch zum Inhalt der für die Datenaustauschprozesse wichtigen Stammdaten, die in der Datenplattform vorzuhalten sind. Die Vorgaben zu den Stammdaten orientieren sich weitgehend an den seit Jahren etablierten Branchenrichtlinien, etwa dem Standardisierten Datenaustausch Schweiz (SDAT-CH). Hinsichtlich der Datenaustauschprozesse fordert die Verordnung die Weiterentwicklung der einschlägigen Branchenrichtlinien durch die Branche zur Abbildung der nationalen Datenplattform in den Prozessen als zentrale Datenaustauschplattform und für eine wesentlich weitergehende und zentralisiertere Prozessautomatisierung. Damit wird rechtlich sichergestellt, dass die Datenplattform in die Branchenrichtlinie adäquat integriert wird. Sollte die Integration nicht sachgerecht sein – beispielsweise indem es sich erweist, dass es Differenzen zwischen Netzbetreiber und Datenplattformbetreiber gibt – kann der Bundesrat über das Ordnungsrecht eingreifen. Ferner werden die Aufgaben und Verantwortlichkeiten des Datenplattformbetreibers konkretisiert, um die Verantwortlichkeiten gegenüber den anderen Akteuren im energiewirtschaftlichen Datenaustausch abzugrenzen. Dies umfasst etwa Vorgaben für einen leistungsfähigen, effizienten und sicheren Betrieb der Infrastruktur, die Bereitstellung und den Betrieb von digitalen und standardisierten Schnittstellen oder insbesondere die Gewährleistung des Datenzugangs berechtigter Dritter durch die betroffenen Personen und die Bereitstellung von gewissen Datenaggregaten im öffentlichen Interesse wie etwa Informationen pro Gemeinde oder Kanton.

Letztlich erlässt die Verordnung gewisse Rahmenbedingungen zur Finanzierung und Kostendeckung der nationalen Datenplattform, so insbesondere Vorgaben hinsichtlich Kostenrechnung und zur Entschädigung von Kosten, welche dem Gründerkonsortium entstanden sind wie beispielsweise Zinskosten.

2.8 Sunshine-Regulierung

Mit der sog. «Sunshine-Regulierung» wird ein Transparenzinstrument eingeführt, das helfen soll, die Netzbetreiber zu einer höheren Effizienz und qualitativ guten Dienstleistungen anzuleiten. Damit das

Instrument eine möglichst grosse Wirkung erzielen kann, ist es wichtig, dass geeignete Vergleichsgrössen herangezogen und auch geeignete Methoden verwendet werden. Insbesondere sind geeignete Vergleichsgruppen zu wählen, damit ein Vergleich der Netzkosten ausreichend belastbar ist. Dieser steht aus wirtschaftlicher Sicht im Zentrum der Regulierung. Die ECom soll hierbei auch fundierte ökonomische Methoden verwenden dürfen, auch um die Gesamtnetzkosten geeignet vergleichen zu können. Zudem soll sie dem BFE geeignete jährliche Daten liefern, damit eine belastbare Evaluation der Regulierung in der gesetzlich vorgesehenen Zeit möglich ist, dies v.a. da durch die Sunshine-Regulierung kein unmittelbarer finanzieller Kostensenkungsdruck ausgeht.

Zugleich wird – im Zusammenhang mit einer angestrebten wirksamen Sunshine Regulierung – der gesetzliche Rahmen möglicher Kostenprüfungen und -kürzungen verbessert. Dies ist sinnvoll, da die Ergebnisse aus der Sunshine-Regulierung keine finanziellen Folgen haben. Bei solchen Kostenprüfungen der Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarife soll die ECom grundsätzlich vergleichbare effiziente Netzbetreiber heranziehen. Sie kann sich auch auf einzelne Kostenkomponenten beschränken.

2.9 Befreiung und Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt

Regelungsbedarf

Die Verordnung präzisiert zum einen die Regelung zur Netznutzungsentgeltbefreiung. Davon betroffen sind die Kraftwerke im Falle des Eigenbedarfs, der Betrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken sowie die Speichieranlagen ohne Endverbrauch.

Zum anderen enthält die Verordnung Ausführungsbestimmungen zur Rückerstattung des Netznutzungsentgelts. Das Gesetz unterscheidet dabei drei Kategorien (Art. 14a Abs. 4 Bst. a-c StromVG): (i) Speicher mit Endverbrauch, (ii) Umwandlungsanlagen und (iii) Pilot- und Demonstrationsanlagen.

In Bezug auf die ersten beiden Kategorien von Speichieranlagen 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. Energieverluste durch die Speicherung und Umwandlung werden nicht rückerstattet.

Für die Identifikation einer praktikablen Umsetzungslösung der Rückerstattung bei Betreibern von Speichern mit Endverbrauch (Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe a) hat das BFE mit Vertretern der Branche (bestehend aus Mitgliedern von Swiss eMobility, aeesuisse und Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen [VSE]) eine Arbeitsgruppe gebildet. Aufgrund der Komplexität der Umsetzung dieses Artikels einigte sich die Arbeitsgruppe auf einen pragmatischen Vorschlag.

Verkompliziert wird die rechtliche Ausgangslage durch eine mögliche Anpassung von Artikel 14a StromVG im Rahmen des sog. «Beschleunigungserlasses» (Botschaft des Bundesrates vom 21. Juni 2023, BBI 2023 1602). Der folgende Vorschlag basiert ausschliesslich auf der gesetzlichen Grundlage des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Je nach Entwicklung der gesetzlichen Grundlage im Rahmen des Beschleunigungserlasses wird der Bundesrat die Verordnungslösung zur Rückerstattung anpassen.

Artikel 18c – 18g enthalten die wichtigsten Eckpunkte für die Umsetzung der identifizierten Rückerstattungslösung. Darüber hinaus gehende Umsetzungselemente des Kompromisses sind in den nachfolgenden Erläuterungen dargestellt. Die Arbeitsgruppe wird ihre Arbeit fortsetzen, um eine technologisch längerfristig orientierte Umsetzungslösung zu identifizieren. Der Bundesrat wird hinsichtlich der Weiterentwicklung der Verordnung die Arbeiten der Arbeitsgruppe sowie die Rückmeldungen aus der Vernehmlassung berücksichtigen.

Umsetzung der Rückerstattung

Die Gesetzesbestimmung umfasst eine Vielzahl von Sachverhalten, die durch die Verordnungsregelung abgedeckt werden sollen. Eine Speicheranlage mit Endverbrauch liegt beispielsweise vor, wenn eine stationäre Batterie in einem Haus installiert ist. 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 und ohne Erzeugung vor. Darüber hinaus unterscheidet die Regelung zwischen Fällen mit einer stationären und einer mobilen Speicheranlage. Im Wesentlichen kann wie folgt unterschieden werden:

Bei einer Situation ohne Erzeugung (z.B. ohne Photovoltaikanlage auf dem Dach):

- Für Situationen, in denen ein stationärer Speicher vorhanden ist und es keine Quelle für die Eigenerzeugung (z. B. Solaranlage) hinter demselben Hausanschlusspunkt gibt, wird die Rückerstattung auf der Grundlage der in das Elektrizitätsnetz eingespeisten Energie berechnet. Da die Energie nur aus dem Speicher kommen kann, ist es nicht notwendig, beim Speicher einen zusätzlichen Zähler zu installieren.
- Im Falle eines mobilen Speichers (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) können Laden und Entladen des Speichers an unterschiedlichen Standorten erfolgen. Im Sinne einer pragmatischen Lösung wird diesfalls einstweilen unabhängig vom tatsächlichen Bezug aus dem Netz das gesamte Volumen der aus dem Speicher zurückgespeisten Energie für die Rückerstattung berücksichtigt.

Bei einer Situation mit Erzeugung (z.B mit Photovoltaikanlage auf dem Dach).

- In Fällen, in denen ein stationärer Speicher installiert ist und hinter demselben Hausanschlusspunkt auch Energie produziert wird, muss ein zusätzlicher Zähler am Speicher installiert werden. Bei stationären Speichern erfolgt der Elektrizitätsbezug und dessen Rückspeisung immer am selben Ort (Netzanschlusspunkt) und somit bei demselben Netzbetreiber und derselben Bilanzgruppe. Aus diesem Grund ist eine präzisere Abwicklung möglich. Die Rückerstattung erfolgt durch Abgleich der Zeitreihen 1) Minimum von Bezug aus dem Netz am Netzanschlusspunkt und der Einspeicherung während je 15 Minuten 2) Minimum der Ausspeicherung und der Rückspeisung ins Netz während je 15 Minuten 3) dem Minimum pro Abrechnungsperiode von 1 und 2. Rückerstattet werden kann nur maximal jene Elektrizitätsmenge, die vorher aus dem Netz geladen worden ist. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) führt ein sogenanntes Speicherkonto, welches dafür sorgt, dass nicht mehr zurückerstattet werden kann, als was für die Netznutzung in derselben Abrechnungsperiode gezahlt wurde.
- Auch in Fällen von mobilen Speichern (Elektrofahrzeug mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) und in denen zusätzlich hinter demselben Hausanschlusspunkt Energie produziert wird, muss ein zusätzlicher Zähler installiert werden, um die Energie 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 Energie für die Rückerstattung berücksichtigt.

Die Verordnung regelt auch die Höhe der Rückerstattung sowie deren Zusammensetzung und Berechnungsmethode. Die Netznutzungsentgelte bilden sich aus den anrechenbaren Kosten gemäss Artikel 15 StromVG. Die für die Vergütung massgebende Arbeitstarifkomponente ergibt sich aus dem Durchschnittstarif am Netzanschlusspunkt (bspw. Durchschnitt von Hoch- und Niedertarif). Bei zeitlich variablen Tarifen (z.B. Hoch- und Niedertarif) wird die Tarifdauer berücksichtigt. Wenn also z.B. der Hochtarif während 14 Stunden gültig ist und der Niedertarif während 10 Stunden, ergibt sich der Durchschnittstarif = $(14 * \text{Hochtarif} + 10 * \text{Niedertarif}) / 24$. Alle massgebenden Tarifkomponenten, die sich auf die Energiemenge beziehen, also auch der Systemdienstleistungstarif (SDL-Tarif), der Netzzuschlag und die Stromreservekosten, werden für die Rückerstattung berücksichtigt. Die Höhe der

Rückerstattung bezüglich dieser Elemente ist proportional zur Menge der wiedereingespeisten Elektrizität. Die Rückerstattung lokaler Abgaben bleibt in der Kompetenz der Kantone/Gemeinden. Nach bisheriger Praxis waren Pumpspeicherwerke von der Zahlung dieser Kosten befreit. Es wäre sinnvoll, wenn in diesem Bereich weiterhin eine harmonisierte Praxis gelten würde.

Der Durchschnittstarif für die Rückerstattung ergibt sich aus dem jährlichen Durchschnitt (ohne Mengengewichtung) des Netznutzungstarifs der Verbrauchergruppe des VNB am Ort der Wiedereinspeisung (Netzanschlusspunkt). Dieser Tarif sollte im Rahmen der Tariffberechnung zusammen mit allen anderen Netznutzungstarifen publiziert werden und findet auf die verschiedenen Fälle Anwendung wie denjenigen stationärer und mobiler Speicher, mit oder ohne Erzeugung. Die Rückerstattung beschränkt sich auf die Arbeitstarifkomponente, da der Leistungstarif 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. In Falle von dynamischen Tarifen ist ein jährlich erwarteter Durchschnittstarif festzulegen.

Beispiel zur Berechnung der Rückerstattung

Stationärer Speicher mit Erzeugung:

Ein Haushalt hat in seinem Haus eine Speicheranlage installiert, die mit einer Solaranlage gekoppelt ist. Laut Verordnung muss der Speicher mit einem zusätzlichen intelligenten Messsystem ausgerüstet sein, damit sichergestellt ist, dass Herr X nur für die zuvor ausgespeicherte Elektrizität eine Rückerstattung erhält. Der VNB, der für den Betrieb des Netzes verantwortlich ist, veröffentlicht auf seiner Webseite den Rückerstattungstarif, der sich für das Jahr 2024 auf x Rp. pro kWh beläuft. Um eine Netzentgeltrückerstattung entsprechend seiner rückgespeisten Energiemenge zu erhalten, muss Herr X einen Antrag beim VNB stellen. Dazu muss er ein Formular ausfüllen. Mithilfe des intelligenten Messsystems stellt der Netzbetreiber die aus dem Netz bezogene und gespeicherte Elektrizitätsmenge fest, gleicht diese ab und ermittelt das Minimum aus diesen. Zudem wird er die Menge feststellen, die aus dem Speicher ins Netz zurückgespeist wurde. Der kleinere der beiden Werte dient als Grundlage für die Quantifizierung der Elektrizitätsmenge, für die das Netznutzungsentgelt zurückerstattet werden kann. Diese Elektrizitätsmenge und die damit verbundenen Elemente (SDL, Kosten Stromreserve und Netzzuschlag) werden zum publizierten Tarif rückerstattet. Dieser Betrag wird dann von der Rechnung von Herrn X abgezogen.

Mobile Speicher ohne Erzeugung:

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 ins Netz zurück. Um eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts erhalten zu können, muss Herr X seine Ladestation beim VNB A anmelden. Mit Hilfe des intelligenten Messsystems wird der VNB die von der Ladestation direkt in das Netz zurückgespeiste Elektrizitätsmenge betrachten. Herr X hat Anspruch auf eine Rückerstattung für diese rückgespeiste Elektrizitätsmenge, unabhängig davon, ob er Elektrizität rückgespeist hat, welche er zuvor im Netzgebiet A oder B bezogen hatte. Der VNB A wendet den Rückerstattungstarif, den er zuvor auf seiner Website veröffentlicht hat, auf die rückgespeiste Energiemenge an. Dieser Betrag wird von der Rechnung von Herrn X abgezogen.

Mobile Speicher mit Erzeugung:

Herr X hat in seinem Haus eine bidirektionale Ladestation installiert. Er hat auch eine Solaranlage auf seinem Dach installiert, deren Erzeugung er selber verbrauchen (bspw. zur Ladung seines Elektrofahrzeugs) oder direkt in das Netz einspeisen kann. 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 ins Netz zurück. Um die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts erhalten zu können, muss Herr X seine Ladestation beim VNB anmelden. Der zusätzliche Zähler wird vom VNB installiert und misst die Energieflüsse aus dem Speicher. Dieser Zähler kann unterscheiden, was aus der Ladestation ins Netz fliesst und was aus der Solaranlage direkt ins Netz fliesst. Herr X hat nur Anspruch auf eine Rückerstattung für das, was er aus dem Netz bezogen hat. Er hat Anspruch auf eine Rückerstattung für die ins Netz rückgespeiste Elektrizitätsmenge, unabhängig davon, wo er diese (aus dem Netz) bezogen hat. Der VNB wendet den Rückerstattungstarif, den er zuvor auf seiner Website veröffentlicht hat, auf die durch die Ladestation ins Netz rückgespeiste Elektrizitätsmenge an. Dieser Betrag wird von der Rechnung von Herrn X abgezogen.

Die Verordnung verpflichtet die VNB und die (Speicher-) Branche, die notwendigen Umsetzungsdokumente zusammen zu erarbeiten. Darin muss namentlich ein Prozess für die technischen und organisatorischen Aspekte der Überprüfung und Rückerstattung entwickelt werden.

Weitere Präzisierungen

Gemäss Artikel 6 Absatz 2 und 6 i.V.m. Artikel 13 Absatz 1 StromVG dürfen feste Endverbraucher ihre Elektrizität grundsätzlich nur von ihrem VNB 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.

Für Elektrizität aus Speichern gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht nicht. Gemäss Artikel 15 EnG gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht nur für Produzenten. Speicheranlagen sind von diesem Artikel nicht betroffen. Dennoch hat ein Speicher in jedem Fall das Recht, die gespeicherte Elektrizität wieder einzuspeisen. Hierfür muss er einen Käufer für die Energie finden. Der Speicherinhaber kann über die Flexibilitätsregulierung (Art. 17c Abs. 2 StromVG) mit einem VNB oder einem Dritten entsprechende Vereinbarungen abschliessen. Damit der VNB darauf zurückgreifen kann, muss er jedoch in seinem Netzgebiet handeln und die Flexibilität netzdienlich im Sinne von Artikel 19a Absatz 1 StromVV nutzen. Unter bestimmten Umständen verfügt der VNB über Nutzungsgarantien, die keine Vereinbarung mit dem Speicherinhaber erfordern (Art 17c Abs. 4 StromVG).

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 Pro-novo-Register ausgestellten Herkunftsnachweise (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 Zähler ausgestattet sein. 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 elektrischen HKN werden in Wasserstoff-HKN umgewandelt, da es Umwandlungsverluste gibt). Dieser Prozess gilt auch für synthetische Gase oder Brennstoffe. Bei der Rückverstromung werden neue Elektrizität-HKN ausgestellt (umgewandelt).

Aufgrund des Zeitverzugs werden die HKN einmal pro Monat ausgestellt. Für die Rückerstattung der Netznutzungsentgelte basiert man auf die Informationen aus dem intelligenten (Elektrizitäts-) Messgerät. Diese Rückerstattung basiert auf einem Durchschnittstarif. Der Durchschnittstarif wird wie folgt definiert: Man berechnet für eine Abrechnungsperiode die Summe der energiebezogenen

Tarifkomponente (Betrag der Arbeitstarifkomponente) und teilt diese durch die umgewandelte Elektrizitätsmenge (kWh). Der Netznutzungstarif, der bei der Vergütung der zurückgespeisten Elektrizitätsmenge angewendet wird, darf den gezahlten Netznutzungstarif zum Zeitpunkt der Ausspeisung nicht überschreiten.

Pilot- und Demonstrationsanlagen

Bei Pilot- und Demonstrationsanlagen (P+D-Anlagen) gilt keine Rückverstromungspflicht, um eine Rückerstattung zu bekommen. Von einer Rückerstattung profitieren grundsätzlich Anlagen die sich in der Phase der Marktzulassung, Markteinführung oder Marktdiffusion befinden und neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweisen. Im Rahmen der Vernehmlassung können Vorschläge eingebracht werden, wie diese Kriterien gegebenenfalls noch spezifischer auf den Anwendungsfall angepasst werden könnten.

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. Die Anlage zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn- oder Treibstoffe muss spätestens am 31. Dezember 2034 in Betrieb gehen, damit sie von der Netzentgelt-rückerstattung profitieren kann. Die Rückerstattung erfolgt ab der erstmaligen Einspeisung und dauert bis Betriebseinstellung der Anlage, jedoch maximal 20 Jahre. Die aus dem Netz bezogenen Elektrizitätsmengen sind mit Hilfe von Elektrizitätszählern auszuweisen. Das Recht zur Netzentgelt-rückerstattung kann nur für Elektrizitätsbezüge geltend gemacht werden, die nach Inkrafttreten der Verordnungsbestimmung erfolgt sind. Für Bezug aus dem Stromnetz vor diesem Zeitpunkt besteht kein Recht auf Rückerstattung.

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

Unter Vorbehalt der folgenden Hinweise hat die Verordnungsrevision keine wesentlichen Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden.

3.1 Flexibilität

Die vorgesehenen Änderungen bezüglich des Umgangs mit der Flexibilität 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 Datenplattform

Dem Bund entstehen über die bereits mit dem Gesetz beantragten personellen Ressourcen hinaus keine weiteren Aufwände. Ebenso fallen keine Aufwände bei Kantonen und Gemeinden an. Bund, Kantone und Gemeinden werden über die modernisierten Datenaustauschprozesse, einen modernen einheitlichen digitalen Datenzugang der Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie Dritter und

die Bereitstellung gewisser Datenaggregate jedoch einen grossen Nutzen ziehen können. Die Erstellung von Statistiken und Auswertungen werden auf den jeweiligen Niveaus unterstützt und vereinfacht werden können. Monitoringaufgaben, welche derzeit auf den verschiedenen Staatsebenen jeweils unabhängig erfolgen, werden von den standardisierten und qualitativ hochwertigen Datenprodukten profitieren können. Mittelfristig ist so eine Effizienzsteigerung bei der Erfüllung der staatlichen Aufgaben zu erwarten.

3.3 Befreiung und 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 dieses Artikels 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 Ausgestaltung der Grundversorgung

Gestützt auf das heutige StromVG hat die ECom die sogenannte «Durchschnittspreismethode» entwickelt. Gemäss dieser Methode werden die Grundversorgungstarife auf Basis der durchschnittlichen Produktions- und Beschaffungskosten des ganzen Energieportfolios des Grundversorgers berechnet. Das Parlament hat die Durchschnittspreismethode 2016 bzw. 2019 relativiert, indem es ermöglicht hat, dass die *vollen* Gestehungskosten von im Inland aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom in die Grundversorgungstarife eingerechnet werden dürfen. Dies führte zu Preisverzerrungen und benachteiligt systematisch die grundversorgten Kundinnen und Kunden: Im Falle tiefer Marktpreise besteht ein Anreiz, den Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung die höheren Gestehungskosten der eigenen Produktion in Rechnung zu stellen. Bei höheren Marktpreisen besteht umgekehrt die Möglichkeit, den Absatz bei Marktkunden auszuweiten. Der Strom, den die mit der Grundversorgung betrauten Verteilnetzbetreiber ausschliesslich für die Marktkunden (teuer) beschafft haben, kann den grundversorgten Kundinnen und Kunden anteilmässig belastet werden. Die Abschaffung der Durchschnittspreismethode und die Vorgabe, eine separate Beschaffungsstrategie für die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung einerseits und die freien Marktkunden andererseits zu führen, behebt die heutigen Preisverzerrungen zwischen den Kunden in der Grundversorgung und den freien Marktkunden.

Die Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung werden durch die neue Regelung vor hohen Marktpreisen bzw. den Schwankungen der Marktpreise wie folgt geschützt:

- Der vom Bundesrat festgelegte erste Mindestanteil bewirkt, dass ein Anteil der erneuerbaren Eigenproduktion im Inland zu Gestehungskosten an die grundversorgten Kundinnen und Kunden geht.
- Preisrisiken werden minimiert, indem diese durch eine strukturierte und längerfristig ausgerichtete Beschaffung so weit wie möglich vom Grundversorger abzusichern sind. Die Beschaffung soll zu verschiedenen Zeitpunkten und in Teilmengen erfolgen. Durch eine höhere Anzahl dieser Teilmengen wird das Preisrisiko grundsätzlich reduziert und die Preise in der Grundversorgung geglättet. Auch Profilverträge schützen die Kundinnen und Kunden vor Preisvolatilität, indem diese entsprechend ihrem Verbrauchsprofil im Vorfeld ein definiertes

Lastprofil zu einem Fixpreis erhalten. Gleichzeitig würden Profilverträge es ihnen ermöglichen durch Lastverschiebungen und Lastsenkungen zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.

Einen gewissen Anteil an mittel- bis langfristigen Stromabnahmeverträgen (auch bekannt unter Power Purchase Agreements, PPA) im Portfolio zu haben, ist gerade für Grundversorger ohne oder mit wenig Eigenproduktion aus Gründen der Versorgungssicherheit und der Diversität gut. Die Energiemengen für die Versorgung der Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung werden dadurch langfristig gesichert. Der Bundesrat legt auch diesbezüglich Mindestanteile fest, gestaffelt mit abgestufter Höhe für die jeweils nächsten drei Tarifjahre. Ein wesentliches Element bei dieser Festlegung dürfte die Verfügbarkeit von solchen Vertragsangeboten in der Schweiz sein. Die Verfügbarkeit steigt grundsätzlich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien.

4.2 Netztarifierung

Mittel- bis langfristig sind durch die Anpassungen in der Netztarifierung 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.

4.3 Messwesen

Die Tarifobergrenzen dürften in einem Grossteil der Netzgebiete zu einer Reduktion des Messentgelts führen. Dies entlastet die Messkundinnen und -kunden finanziell. Spiegelbildlich dazu schmälert sich der Betriebsgewinn der Netzbetreiber.

4.4 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Das Modell der lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) soll zu einem relevanten zusätzlichen Zubau von Photovoltaik führen. Der Effekt 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 LEG keine relevanten Netzkosteneinsparungen verbunden sind, soll die Reduktion des Netztarifs in einem ersten Schritt moderat ausfallen (15 bis 30 Prozent), damit die negativen Effekte auf die restlichen Endverbraucherinnen und Endverbraucher besser begrenzt sind.

4.5 Sunshine-Regulierung

Mit der Sunshine-Regulierung soll ein Anreiz zu effizienteren Elektrizitätsnetzen gesetzt werden. Damit diese Transparenzmassnahme auch wirksam ist, werden zugleich die Möglichkeiten der ECom

zur Kostenprüfung verbessert. Der Umfang der Effekte dieser sich ergänzenden Massnahmen ist unbestimmt. Fallen sie gering aus, so unterbreitet der Bundesrat dem Parlament einen Erlassentwurf für die Einführung einer Anreizregulierung (Art. 22a Abs. 3 StromVG).

5. Verhältnis zum EU-Recht

5.1 Netztarifierung

Nach der revidierten EU-Verordnung 2019/943 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 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften

Die Einführung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (LEG) folgt der Idee einer stärkeren Bürgerbeteiligung in der Richtlinie zur Nutzung der erneuerbaren Energien (RED II, 2018/2001) und der Richtlinie und Vorschriften im gemeinsamen Elektrizitätsbinnenmarkt (2019/944). 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.

5.3 Datenplattform

Die vorliegende Ausgestaltung der schweizerischen nationalen Datenplattform steht im Einklang mit den Rechtsvorschriften in der EU und deren perspektivischer Anwendung. Durch die Schaffung eines einheitlichen Datenzugangs für Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie von ihnen berechtigter Dritter implementiert die Verordnung wichtige Teile der Vorgaben der EU zu Energiedaten. Bereits die CEP-Regeln zum Binnenmarkt (Richtlinie 2019/944 und Neufassung der Richtlinie 2012/27) enthalten Vorgaben zu Energiedaten, dem Zugang zu diesen Daten und deren Interoperabilität. Auf Basis des kürzlich vorgelegten Aktionsplanes zur Digitalisierung der Energie und in weiterer Ausgestaltung der Elektrizitätsrichtlinie hat die Europäische Kommission eine Durchführungsverordnung zum Datenzugang der Endverbraucherinnen und Endverbraucher, zur Flexibilität und dem Lieferantenwechsel erlassen (Durchführungsverordnung 2023/1162). Diese Vorschriften bilden eine wichtige Grundlage für den europäischen Green Deal und das Programm REPowerEU, da sie die Verbraucher in die Lage versetzen, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen. Zudem unterstützen diese Vorgaben die Bildung und Ausgestaltung von vertrauenswürdigen Datenräumen im Energiesektor. Es ist zu erwarten, dass alsbald die EU-Mitgliedsländer ihren energiewirtschaftlichen Datenaustausch auf-

grund der Durchführungsverordnung wesentlich weiterentwickeln werden. Die vorliegende Verordnung sorgt dafür, dass die Schweiz in diesem Bereich den Anschluss nicht verliert und sich ebenfalls in eine ähnlich gelagerte Richtung entwickeln kann.

5.4 Befreiung und Rückerstattung vom Netznutzungsentgelt

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

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 1 Abs. 2 – 3^{bis}

Absatz 2 der Verordnung wurde aufgrund des neuen Artikels 14a StromVG redaktionell angepasst. Mit Artikel 14a StromVG wird das Bahnstromnetz nun bereits auf Gesetzesstufe definiert. Dabei wird das Kriterium der Spannung nicht mehr erwähnt, da noch nicht das gesamte Bahnstromnetz auf 132 kV umgestellt wurde. Die Verordnungsbestimmung von *Absatz 2* dehnt wie bisher den Geltungsbereich des Gesetzes respektive einzelner Bestimmungen auf das Bahnstromnetz aus. Hierzu sei auf den erläuternden Bericht des BFE zum Vernehmlassungsentwurf der StromVV vom 27. Juni 2007 verwiesen (Kommentar zu Art. 1 Abs. 2, S. 5).

Absatz 3: Der Wortlaut von Absatz 3, der die Befreiung vom Netznutzungsentgelt bei Vorhandensein eines Frequenzumrichters in einem 50-Hz-Kraftwerk vorsieht, wurde infolge der Definition des Bahnstromnetzes in Artikel 14a StromVG redaktionell angepasst. Zur Sonderregelung für den Frequenzumrichter wird mit Vorteil der erläuternde Bericht des BFE vom 2. Oktober 2012 zur Änderung der StromVV konsultiert (Kommentar zu Art. 1 Abs. 3, S. 2 – 5).

Die Formulierung von *Absatz 3^{bis}* wurde aufgrund der neuen Regelung von Artikel 14a StromVG angepasst.

Die ECom kann aufgrund ihrer umfassenden Kompetenz die Einhaltung der für das Bahnstromnetz massgeblichen Bestimmungen überprüfen (Art. 22 Abs. 1). Die benötigten Unterlagen kann sie gestützt auf Artikel 25 StromVG erhältlich machen.

Art. 4 Grundversorgungstarife

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

Absatz 2: Die anrechenbaren Energiekosten, die über die Höhe der Grundversorgungstarife entscheiden, sind in den Grundzügen bereits auf Gesetzesebene geregelt (vgl. Art. 6 Abs. 5^{bis} Bst. d StromVG) und werden hier konkretisiert. *Buchstabe a* verdeutlicht die Vorgabe, die in Artikel 6 Absatz 5^{bis} Buchstabe d Ziffer 1 enthalten ist. *Buchstabe b* überträgt das Prinzip auf die Beschaffungskosten (Bezugsverträge), wonach auf die durchschnittlichen Kosten eines Geschäftsjahres abzustellen ist, um eine einseitige Einpreisung der ungünstigen Kostenpositionen in die Grundversorgungstarife zu verhindern. Buchstabe b kommt indes nur im Fall einer «Überdeckung» zum Tragen, wenn also der Grundversorgung nach *Absatz 3* mehr Elektrizität aus Bezugsverträgen zugeordnet ist, als in der Grundversorgung letztlich abgesetzt wird. Dies zeigt sich freilich erst im Nachgang zum Tarifjahr. Allfällige Korrekturen sind im Rahmen der Tarife der folgenden Tarifjahre auszugleichen. Ohne eine solche Überdeckung, wenn also gewisse Elektrizitätsmengen erst während des Tarifjahrs beschafft und zu den entsprechenden Kosten als anrechenbare Kosten gelten, fällt diese Durchschnittsbetrachtung freilich ausser Betracht. *Buchstabe c* bringt zum Ausdruck, dass zu den anrechenbaren Energiekosten selbstverständlich auch die Vertriebs- und Verwaltungskosten gehören. Für die Gewinnermittlung ist gemäss *Buchstabe d* entsprechend der bisherigen Praxis der WACC-Produktion anzuwenden (Weisung 2/2022 der ECom).

Absatz 3: Die Trennung der Energieportfolien zwischen dem Segment der Grundversorgung und dem Segment der Endverbraucher des freien Marktes ist rein buchhalterisch zu vollziehen. Es sind keine weiteren Entflechtungsinstrumente einzusetzen. Die Zuordnung ist der ECom in der Kostenträgerrechnung bzw. einem entsprechenden Nachtrag auszuweisen.

Art. 4a Mindestanteile an Eigenproduktion und Elektrizität aus erneuerbaren Energien

In den *Absätzen 1 und 2* werden, wie vom Gesetzgeber verlangt (Art. 6 Abs. 5 StromVG), Mindestanteile für die Elektrizität aus erneuerbaren Energien festgelegt.

Absatz 1 Satz 1: Der erste Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. a StromVG) bezieht sich auf die erweiterte Eigenproduktion (Art. 4 Abs. 1 Bst. c^{bis} StromVG) aus inländischen erneuerbaren Energien. Von dieser müssen die Verteilnetzbetreiber im Grundsatz mindestens die Hälfte in ihrer Grundversorgung absetzen. Diese Vorgabe muss am Ende jedes Tarifjahrs erfüllt sein. Unterjährige Abweichungen sind mit anderen Worten unschädlich; es gilt die durchschnittliche Produktion des Geschäftsjahres. Zu welchen Anteilen die Verteilnetzbetreiber dabei auf eigene Erzeugungsanlagen, auf Elektrizitätsbezüge aus Beteiligungen oder auf Elektrizität aus der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG abstellen, ist ihnen freigestellt. Es wäre also zulässig, wenn sie zur Erfüllung dieser Vorgabe beispielsweise prioritär die Elektrizität nach Artikel 15 EnG einsetzen.

Satz 2: Die Energieportfolien der rund 600 Grundversorger der Schweiz gestalten sich sehr unterschiedlich. Bei Grundversorgern mit einem vergleichsweise hohen Anteil an erneuerbarer Inlandproduktion fällt der Mindestanteil stärker ins Gewicht. Um diesen Ungleichheiten und möglichen Marktverzerrungen gebührend Rechnung zu tragen, können die Verteilnetzbetreiber dann weniger als die Hälfte ihrer erweiterten Eigenproduktion in der Grundversorgung absetzen, wenn diese ansonsten mehr als 80 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Elektrizität decken würde.

Absatz 2: Die Verteilnetzbetreiber müssen der ECom im Voraus und verbindlich bekanntgeben, ob sie lediglich die Mindestvorgabe der 50 Prozent erfüllen oder einen höheren Anteil ihrer erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung absetzen werden. Dabei ist es auch zulässig, anstelle eines bestimmten Anteils an Eigenproduktion die 80 %-Marke gemäss Absatz 1 Satz 2 anzustreben. Wie die bei der Zuordnung der Bezugsverträge (Art. 4 Abs. 3) erfolgt der Ausweis auch hier über die Kostenträgerrechnung.

Absatz 3: Der zweite Mindestanteil (Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG) ist für Verteilnetzbetreiber mit vergleichsweise wenig erneuerbarer Inlandproduktion relevant. Über ein bestimmtes Quantum an erweiterter Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien verfügen aufgrund der Abnahmepflicht nach Artikel 15 EnG sämtliche Verteilnetzbetreiber. Verlangt ist, dass die Grundversorgung zu mindestens 20 Prozent mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Erzeugungsanlagen im Inland bestritten wird (sei es kraftwerksscharf oder über ein Portfolio). Einige Verteilnetzbetreiber werden diesem Anspruch schon mit dem hälftigen Absatz der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien im Inland gemäss Absatz 1 genügen. Ist dies nicht der Fall, so hat der Verteilnetzbetreiber zwei Möglichkeiten, die Lücke zu schliessen. Entweder erhöht er den Anteil der erweiterten Eigenproduktion, die er in der Grundversorgung absetzt. Oder er schliesst entsprechende Beschaffungsverträge mit einer Laufzeit von mindestens drei Jahren ab. Freilich kann er diese beiden Instrumente auch miteinander kombinieren.

Absatz 4 dient der Überwachung dieser Vorgaben zu den Mindestanteilen durch die ECom.

Art. 4b Standardstromprodukt

Absatz 1 stellt klar, dass es bei den Anforderungen des Standardstromprodukts (Art. 6 Abs. 2^{bis} StromVG) im Unterschied zu den Mindestanteilen gemäss Artikel 4a nicht auf den Abschluss von bestimmten Energiegeschäften, sprich auf die kaufmännische Zuordnung der entsprechenden Elektrizitätsmengen ankommt. Beim Standardstromprodukt geht es vielmehr ausschliesslich um den Erwerb

von Herkunftsnachweisen (HKN), die anschliessend für die Stromkennzeichnung verwendet werden. Absatz 1 konkretisiert die Gesetzesvorgabe («insbesondere auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie») dahingehend, dass im Minimum ein inländischer «Grünstromanteil» von 75 Prozent zu erreichen ist.

Absatz 2 bringt keine besonders einschneidende Pflicht mit sich. Zumeist werden HKN bei Energiegeschäften ohnehin mitgeliefert. Beim Standardstromprodukt werden die Verteilnetzbetreiber hier verbindlich angewiesen, nur dann HKN eines anderen Stromproduzenten zu erwerben, wenn sie selber nicht über genügend HKN verfügen, die ihnen für ihre eigene Stromproduktion ausgestellt wurden.

Art. 4c Absicherung gegen Marktpreisschwankungen

Absatz 1: Um sich gegen extreme Marktpreisschwankungen abzusichern, bedarf es eines gesicherten Zugriffs auf bestimmte Elektrizitätsmengen. Ob die betreffenden Erzeugungsanlagen im Inland oder im Ausland gelegen sind, ist unerheblich.

Der Anteil des Elektrizitätsbedarfs, den es jeweils per Ende August für die Grundversorgung sicherzustellen gilt, wird für die drei folgenden Tarifjahre gemäss *Absatz 2* in unterschiedlicher Höhe festgelegt. Je ferner das Tarifjahr, desto weniger Elektrizität muss bereits im Voraus sichergestellt sein.

Aus *Absatz 3* ergibt sich, dass bei der Quantifizierung des Elektrizitätsbedarfs, der für die Grundversorgung prospektiv besteht, grundsätzlich auf Vergangenheitswerte abzustellen ist.

Sofern und soweit die Verteilnetzbetreiber zur Sicherstellung der nach Absatz 2 gebotenen Elektrizitätsmengen auf Bezugsverträge setzen, sind sie nach *Absatz 4* zu einer sog. strukturierten Beschaffung angehalten. Im Hinblick auf mögliche Marktpreisschwankungen ist es ihnen mit anderen Worten untersagt, die erforderlichen Elektrizitätsmengen alle im selben Moment zu beschaffen. Zur Konkretisierung dieser zeitlichen Staffelung kann die EICom Weisungen erlassen.

Art. 4d Kosten für Massnahmen zur Effizienzsteigerung

Endverbraucher in der Grundversorgung sollen nach Artikel 6 Absatz 1 StromVG jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität zu angemessenen Tarifen erhalten können. Neu ist vorgesehen, dass Massnahmen zur Effizienzsteigerung von den Elektrizitätslieferanten bei ihren Kunden ausgelöst oder deren Nachweise erworben werden müssen (Art. 46b Abs. 2 EnG). Vor diesem Hintergrund ist es richtig, dass die Verteilnetzbetreiber den Endverbrauchern in der Grundversorgung nur Kosten belasten können, die maximal Marktansätzen entsprechen (*Abs. 2*). Insbesondere Verteilnetzbetreiber ohne Kunden im freien Markt haben nicht zwingend einen Anreiz, die Kosten möglichst tief zu halten.

Die Verteilnetzbetreiber dürfen die Kosten, die im Zusammenhang mit dem Erfüllen der Zielvorgaben zur Steigerung der Effizienz nach Artikel 46b EnG entstehen, nur anteilmässig den Endverbrauchern in der Grundversorgung und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, belasten (Art. 6 Abs. 1 StromVG). *Absatz 1* klärt somit diese Anrechenbarkeit: Verteilnetzbetreiber dürfen den Endverbrauchern in der Grundversorgung jenen Anteil der Kosten sämtlicher anrechenbarer Massnahmen (Massnahmen bei Kunden im freien Markt und Endverbrauchern in der Grundversorgung) belasten, der ihrem Anteil am Stromabsatz des Verteilnetzbetreibers in kWh entspricht. Die Anlastung erfolgt über den Grundversorgungstarif.

Art. 4e Mitteilung von Änderungen der Grundversorgungstarife

Der aktuelle Artikel 4b wird aus gesetzessystematischen Gründen an diese Stelle verschoben. Die Änderungen im Wortlaut sind rein redaktioneller Natur.

Art. 6a Abs. 2

Die Frist zur Erstellung der Mehrjahrespläne für die Verteilnetze mit einer Nennspannung über 36 kV wird angepasst, da die entsprechende Frist für die nationale Netzgesellschaft gemäss Artikel 9d Absatz 1 StromVG nunmehr auf 12 Monate festgelegt ist.

Art. 7 Abs. 3 Bst. f und h

Weil die Messkosten fortan nicht mehr Teil der Netzkosten sind und stattdessen mittels der Messtarife über ein Messentgelt in Rechnung gestellt werden, ist dazu in der Kostenrechnung analog zu den Netzkosten eine detailreichere Aufschlüsselung der Kosten erforderlich (*Bst. f*). Bei der Überprüfung der anrechenbaren Messkosten ist die EICom auf diese Informationen angewiesen.

Die erzeugungsbedingten Netzverstärkungen werden neu in Artikel 15b StromVG geregelt; der Verweis in *Buchstabe h* ist entsprechend anzupassen.

Art. 7a Rechnungsstellung

Der neue Absatz 2 gibt, aus Gründen der Transparenz, in Ergänzung der Aufzählung von Artikel 12 Absatz 2 StromVG vor, dass die Kosten, welche den Verteilnetzbetreibern für die Nutzung der Datenplattform anfallen (Art. 17i Abs. 3 StromVG), in der Rechnungsstellung ebenfalls gesondert ausgewiesen werden müssen. Mit anderen Worten dürfen sie nicht ins Messentgelt eingerechnet werden. Dies drängt sich auf, weil diese Kosten nicht unter die Obergrenzen für die Messtarife fallen (Art. 8 Abs. 3) und stattdessen zusätzlich angelastet werden dürfen.

Art. 7b

Absatz 1 entspricht dem aktuellen Artikel 10.

Die Informationen nach Absatz 2 sollen den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern im Sinne von Artikel 17a^{bis} Absatz 5 StromVG ein Ansporn zur Senkung ihres Elektrizitätsverbrauchs sein.

Art. 8 Messtarife

Infolge des grösseren Umfangs der Regelung werden das Messwesen und die Informationsprozesse neu in verschiedenen Abschnitten geregelt. Die Bestimmungen zu den Informationsprozessen finden sich zusammen mit den Vorgaben zur Datenplattform in den Artikeln 8e–i wieder.

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

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} StromVV. Nach *Absatz 2* sind der Tarifhöhe gestützt auf Artikel 17a Absatz 5 Satz 2 StromVG ungeachtet des Totals der anrechenbaren Messkosten gewisse Schranken in Form von Tarifobergrenzen gesetzt. Der Ordnungsgeber macht von dieser gesetzlichen Befugnis lediglich für die Niederspannungsebene (*Bst. a*) und die Mittelspannungsebene (*Bst. b*) Gebrauch. Auf der Niederspannungsebene sind die Tarifobergrenzen bei der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft leicht höher angesetzt als für gewöhnliche Messkunden. Dies begründet sich mit dem Mehraufwand, welcher den Netzbetreibern dadurch entsteht, dass sie aufgrund der reduzierten Netznutzungstarife (vgl. Art. 17e Abs. 3 StromVG) gehalten sind, die gemeinschaftsinternen Elektrizitätsflüsse zu identifizieren. Ein gewisser Mehraufwand kann den Netzbetreibern auch im Zusammenhang mit virtuellen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch entstehen. Dieser fällt indes vergleichsweise weniger stark ins Gewicht und ist insofern abgedeckt, als dass für jeden zusätzlichen Messpunkt auch ein entsprechendes Messentgelt anfällt. Auf der Mittelspannungsebene erübrigt sich eine Sonderregelung für die

Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft, weil die Tarifobergrenzen infolge der anspruchsvolleren Messung ohnehin deutlich höher angesetzt sind (*Bst. b*). Die Tarifobergrenzen finden auf Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber unterschiedslos Anwendung. Keine Anwendung finden sie auf diejenigen Messkunden, die noch mit herkömmlichen Elektrizitätszählern ausgestattet sind.

Absatz 3: Die Kosten für die Nutzung der Datenplattform (Art. 17i Abs. 3 StromVG) fallen nicht unter die Tarifobergrenzen. Diese Kosten darf ein Verteilnetzbetreiber mit anderen Worten auch dann in Rechnung stellen (vgl. dazu Art. 7a Abs. 2), wenn er die Tarifobergrenze ausgeschöpft hat. Diese Sonderbehandlung drängt sich auf, weil die Kosten der Datenplattform noch nicht bekannt sind.

Art. 8a Anrechenbare Betriebskosten

Die Vorgaben zu den anrechenbaren Betriebskosten sind jenen zum Netzbetrieb nachempfunden. *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 StromVV 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. 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 Absätze 2^{bis} und 3^{ter} enthalten sind, hierhin verschoben. *Absatz 3* dient der Konkretisierung von Artikel 25 Absatz 1. Zur Periodizität und Form der Übermittlung der Anzahl Messpunkte kann die EICom Weisungen erlassen.

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} Intelligente Messsysteme

Zur übersichtlicheren Gestaltung der Verordnung werden die bisher in Artikel 8a enthaltenen Bestimmungen neu geordnet. Die bisherigen Absätze 2^{bis} und 3^{ter} werden in den neuen Artikel 8^{ter} (Absätze 1 und 2) verschoben, die Absätze 3 und 3^{bis} in den neuen Artikel 8a^{sexies}. Die *Absätze 1–4* entsprechen den Absätzen 1, 1^{bis}, 2 und 4 des bisherigen Artikels 8a.

Nach dem neuen *Absatz 5 Satz 1* haben die Netzbetreiber drei Monate Zeit, um den gesetzlichen Anspruch auf Installation eines intelligenten Elektrizitätszählers zu erfüllen. Die Frist beginnt mit der Geltendmachung des Anspruchs beim Netzbetreiber zu laufen. Dies betrifft namentlich die Teilnehmer von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften, Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) und die Betreiber von Speicheranlagen (vgl. Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG). *Satz 2* nimmt sich einer Klärung an, die sich bei ZEV aufdrängt. Nach der bisherigen Regelung durften solche Zusammenschlüsse nur einen einzigen Messpunkt aufweisen. Auf diesen beschränkte sich die Messpflicht des Netzbetreibers, was

den Elektrizitätsverbrauch anbelangt. Hinter diesem Punkt fällt die Erfassung der Elektrizitätsverbräuche und ihre Zuordnung zu den einzelnen Teilnehmenden in die Verantwortung des ZEV. Daran ändert sich nichts. Entsprechend resultiert für die einzelnen Teilnehmenden hinter dem bereits bestehenden Messpunkt des ZEV kein Anrecht auf die Installation eines intelligenten Messsystems. Dies betrifft sozusagen die ZEV-internen Verbrauchszähler. Neu ist es aber möglich, dass ein ZEV mehrere Messpunkte aufweist. Ist dies der Fall, weitet sich die Messpflicht des Netzbetreibers auf diese zusätzlichen Messpunkte aus. Es ist vom virtuellen ZEV die Rede, weil der Netzbetreiber gehalten ist, die gemessenen Verbräuche zusammenzuzählen und den ZEV ungeachtet der Mehrzahl an Messpunkten wie einen einzigen Endverbraucher zu behandeln. In diesem Zusammenhang kann es zum Beispiel bei Mehrfamilienhäusern auch die Konstellation geben, dass eine Partei nicht am ZEV teilnimmt und deren Verbräuche folglich herauszurechnen sind. Da die Absicht des Gesetzgebers im Zusammenhang mit diesen virtuellen ZEV darin bestand, die Umsetzung von gemeinschaftlichem Eigenverbrauch zu «erleichtern» (BBI 2021 1666, S. 55), können die Grundeigentümer des Zusammenschlusses selbst darüber befinden, ob ihr ZEV mehr als einen Messpunkt aufweisen soll, an dem die Messung vom Verteilnetzbetreiber nach Massgabe der gesetzlichen Vorschriften vorgenommen werden muss.

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

Zur übersichtlicheren Gestaltung der Verordnung werden die bisher in Artikel 8a enthaltenen Bestimmungen neu geordnet. Die Absätze 2^{bis} und 3^{ter} werden in den neuen Artikel 8^{ter} (Absätze 1 und 2) verschoben, die Absätze 3 und 3^{bis} in den neuen Artikel 8a^{sexies}. Der Grossteil der Regelung (Abs. 1, 1^{bis}, 2 und 4) wird im neuen Artikel 8a^{quinquies} aufgenommen (*Absätze 1–4*).

Art. 8a^{septies} 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. Wie bei den Smart Metern gibt es auch hier eine Kostenobergrenze. Hier ist sie in Form eines einmaligen Höchstbetrags für die Installation (*Bst. a*) und eines jährlichen Höchstbetrags über eine Dauer von maximal zehn Jahren (*Bst. b*) ausgestaltet. Für die Deinstallationskosten können keine zusätzlichen, über die Preisobergrenze hinausgehenden Kosten geltend gemacht werden. Eine solche Preisobergrenze drängt sich nicht zuletzt deshalb auf, weil dem Netzbetreiber keine Mitsprache bei der Auswahl des externen Messanbieters zukommt. Gegenüber den Smart Metern fällt sie deshalb höher aus, weil solch externe Anbieter in einem ansonsten geschlossenen Messmarkt kaum Skaleneffekte aufbauen können.

Absatz 2: Da die zusätzlichen Elektrizitätszähler vergleichsweise teuer sind und sie mangels Anrechenbarkeit der Kosten auf die Gewinnmarge der Netzbetreiber drücken, haben diese nach Ablauf von drei Jahren 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 Dreijahresfrist 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. 8b Abs. 2

Infolge der Aufhebung von Artikel 5 Absatz 6 wird die Abkürzung «BFE» nun an dieser Stelle eingeführt.

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 und mit den entsprechenden gesetzlichen Änderungen harmonisiert.

Art. 8d Abs. 1 Bst. a und b und Abs. 2 Bst. a

Die bestehenden Bestimmungen werden mit den gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Flexibilitätsnutzung harmonisiert.

Absatz 2 Buchstabe a: Der Verweis auf Artikel 8 Absatz 3 wird angepasst, da der Kerngehalt dieser Bestimmung neu in Artikel 17f Absatz 1 StromVG geregelt ist.

Art. 8e Informationsprozesse

Absatz 1: Die Richtlinien zu den Datenaustauschprozessen müssen infolge der Einführung der zentralen Datenplattform angepasst werden. Sie müssen zudem neu Vorgaben zur Qualität der zu übermittelnden Daten enthalten. Nach Artikel 27 Absatz 4 haben die Netzbetreiber für den Erlass der Richtlinien insbesondere die Vertreter der Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie der Erzeuger zu konsultieren. Für die vorliegenden Anpassungen der Richtlinien sollten mit Blick auf den Datenaustausch über die Datenplattform auch das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und der Datenplattformbetreiber konsultiert werden, insbesondere hinsichtlich Automatisierungs- und Standardisierungspotential. Auch der Einbezug der nationalen Netzgesellschaft und der Vollzugsstelle nach Artikel 64 EnG sollte entsprechend gewährleistet werden. Sofern die entsprechenden Richtlinien nicht sachgerecht sind, kann das BFE gestützt auf Artikel 27 Absatz 4 entsprechende Ausführungsbestimmungen erlassen, beispielsweise zu Fristen und Formaten.

Absatz 2: Die Bestimmung entspricht im Wesentlichen dem bisherigen Artikel 8 Absatz 3, dessen Kerngehalt neu auf Gesetzesstufe gehoben wurde (Art. 17f Abs. 1 StromVG). Die aufgelisteten Sachbereiche werden ergänzt mit der Abwicklung der Lieferantenwechsel sowie der Datenbekanntgabe nach Artikel 8f Absatz 4 (Bst. i und j).

Absatz 3 entspricht der bisherigen Regelung von Artikel 8 Absatz 4, die aufgrund der neuen Gliederung in den vorliegenden Artikel verschoben wird. Die Vorgabe von Artikel 8 Absatz 3^{bis} zur Vergütung von Leistungen im Zusammenhang mit der Zurverfügungstellung von Daten wird aufgehoben, zumal die entsprechenden Daten neu unentgeltlich zur Verfügung zu stellen sind (Art. 17f Abs. 1 StromVG).

Art. 8f Konstituierung des Datenplattformbetreibers

Die Bestimmung von *Artikel 8f* regelt die Konstituierung des Datenplattformbetreibers nach Artikel 17h Absatz 1 und 2 StromVG. Ein Gesuch um Genehmigung der Statuten kann bis 9 Monate nach Inkrafttreten der vorliegenden Revision eingereicht werden (Art. 31n Abs. 4). Falls die Konstituierung nicht innert vorgegebener Frist zustande kommen sollte, hat der Bundesrat gemäss Artikel 17h Absatz 3 StromVG die Aufgaben der Errichtung und des Betriebs der Datenplattform einer öffentlich-rechtlichen Stelle zu übertragen (subsidiäre Lösung). Die dazu notwendigen Vorgaben würden in einem separaten Änderungserlass geregelt.

Absatz 1: Berechtigt zur Gesuchseinreichung sind sowohl Teilnehmende des Elektrizitätsmarktes als auch Unternehmen, die nicht Teil der Elektrizitätswirtschaft sind. Die Aufzählung der einzureichenden Unterlagen ist nicht abschliessend. Das UVEK kann weitere Unterlagen und Informationen einfordern, sofern dies zur Prüfung des Gesuchs notwendig ist. Der Gesuchsteller muss einen möglichst detaillierten Entwurf der Statuten vorlegen (*Bst. a*), welcher die entsprechenden Vorgaben (bspw. Unabhängigkeit des Datenplattformbetreibers) berücksichtigt. Da der Gesuchsteller bis zur Einreichung des Ge-

suchs gewisse Errichtungskosten (Konzeptionierung, Software, Hardware usw.) bereits geleistet haben könnte, sind diese entsprechend auszuweisen. Sofern sein Gesuch um Statutengenehmigung gutgeheissen wird, erhält der Gesuchsteller diese bei ihm bis zur Gesuchseinreichung angefallenen Errichtungskosten zurückerstattet (vgl. Abs. 3). *Buchstabe c* sieht daher vor, dass er die entsprechenden Kosten darzulegen hat (Verträge, Belege usw.). Nicht als Kosten im Sinne der Bestimmung gelten Aufwände, die bereits anderweitig gedeckt wurden, beispielsweise durch Anrechnung in die Tarife, durch Verkauf des entsprechenden Vermögenswerts oder durch Einbringung in die Gesellschaft des Datenplattformbetreibers. Darüber hinaus ist eine detaillierte Kostenplanung einzureichen, welche den Aufbau der Datenplattform sowie die angenommenen jährlichen Betriebskosten vor dem Hintergrund des technischen Konzeptes darlegt. Hinsichtlich des technischen Konzeptes nach *Buchstabe b* ist auf den aktuellen Stand der Technik, auf eine möglichst hohe Prozessautomatisierung und Standardisierung und auf die Anwendung moderner Kommunikationstechnik, beispielsweise APIs für wichtige Schnittstellen, zu achten. Das technische Konzept muss darlegen welche Funktionen die Plattform leisten wird und wie die Migration der heute dezentral verwalteten Stammdaten der Messpunkte auf die Plattform erfolgen wird. Ebenfalls muss es darlegen, wann und wie (gegebenenfalls) von Dritten bezogene Dienstleistungen erneut ausgeschrieben werden, um jeweils auf dem neuesten Stand der Technik zu bleiben und Betriebskosten zu minimieren.

Absätze 2-4: Das UVEK kann zur Beurteilung des Gesuchs auch externe Sachverständige beiziehen. Für den Fall, dass mehrere Gesuche eingehen, die den gesetzlichen Anforderungen entsprechen, ist dasjenige zu genehmigen, welches die gesetzlichen Anforderungen am besten umsetzt, zumal das Gesetz nur einen (und nicht mehrere) Datenplattformbetreiber vorsieht. Verlangt das UVEK Nachbesserungen oder weitergehende Informationen, so hat es dafür eine angemessene Frist anzusetzen. Sofern es das Gesuch bewilligt, legt es den Betrag zur Rückerstattung der Kosten nach Artikel 17h Absatz 4 StromVG fest. Massgebend sind sämtliche ungedeckten Kosten des Gesuchstellers zur Errichtung der Datenplattform zuzüglich eines auf diesen Kosten zu gewährenden Zinses in der Höhe des Fremdkapitalkostensatzes nach Anhang 1. Die geleisteten Einlagen für die Anteile am Datenplattformbetreiber werden aufgrund des Verbots der Einlagenrückgewähr nicht zurückgezahlt und können daher bei der Berechnung der ungedeckten Kosten nicht berücksichtigt werden (vgl. aber Art. 8i Abs. 3). Der entsprechende Betrag ist vom Datenplattformbetreiber gemäss *Absatz 4* innert Frist von 10 Jahren ab Inbetriebnahme zu vergüten. Die Statuten dürfen nach der Konstituierung nur noch mit Genehmigung des UVEK geändert werden (Art. 17h Abs. 2 StromVG).

Absatz 5: Die Bestimmung ermöglicht es dem UVEK, durch entsprechende Nebenbestimmungen sicherzustellen, dass die Datenplattform nach der Genehmigung der Statuten möglichst zeitnah in Betrieb genommen wird. Es ist vorgesehen, dass die Datenplattform spätestens Anfang 2027 mit einem relevanten Anteil der Messpunkte in Betrieb gehen wird.

Art. 8g Organisation des Datenplattformbetreibers

Die *Absätze 1 bis 4* legen die organisatorischen Anforderungen des Datenplattformbetreibers fest, womit ein möglichst unabhängiger und damit diskriminierungsfreier Betrieb sichergestellt werden soll. Es soll insbesondere gewährleistet sein, dass es Unternehmen mit gleichgerichteten Interessen (bspw. Netzbetreibern) nicht möglich ist, die Entwicklung und das Angebot entsprechender Datendienstleistungen zu verhindern. Die Konzeptionierung der Datenplattform soll möglichst den Bedürfnissen der Endverbraucher und der unabhängigen Energiedienstleister entsprechen. Die personelle Entflechtung nach *Absatz 2* stellt sicher, dass keine Interessenkonflikte entstehen sowie wirtschaftlich sensible Informationen zu nicht berechtigten Marktteilnehmern fliessen. Auf weitergehende Entflechtungsvorgaben auf Verordnungsstufe kann verzichtet werden, zumal der Datenplattformbetreiber bereits nach gesetzlicher Konzeption als eigenständige Gesellschaft organisatorisch verselbständigt ist und er sich bei der Wahrnehmung seiner Aufgaben an die entsprechenden Vorgaben zum Datenschutz und der Datensicherheit zu halten hat. Der Gesuchsteller nach Artikel 8g Absatz 1 wird nachzuweisen haben, dass die Anforderungen an die Organisation des Datenplattformbetreibers erfüllt sind.

Art. 8h Aufgaben des Datenplattformbetreibers

Absatz 1: Der Datenplattformbetreiber ist zuständig für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb der entsprechenden Infrastruktur zwecks Abwicklung der in Gesetz und Verordnung regulierten Datenaustauschprozesse. Er ist damit insbesondere verpflichtet, für einen permanenten Unterhalt der entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnik und, sofern notwendig, für deren technologische Weiterentwicklung zu sorgen.

Absatz 2-3: Der Datenplattformbetreiber hat die entsprechende Datensicherheit zu gewährleisten. Das betrifft insbesondere die Stammdaten, die auf der Datenplattform gespeichert werden (vgl. Art. 17g Abs. 2 StromVG). Diese werden im Anhang 1a definiert.

Absatz 4: Der Datenplattformbetreiber ist für die Aggregation der Daten zuständig, soweit dies für die entsprechenden Datenaustauschprozesse notwendig ist. Die Publikation der anonymisierten Mess- und Stammdatenaggregate stützt sich auf Artikel 17g Absatz 4 Buchstabe c StromVG. Damit wird mehr Transparenz und Effizienz im Elektrizitätsmarkt geschaffen, was insbesondere dem Dienstleistungsmarkt und datenbasierten Innovationen dienen soll. Ferner wird damit auch die Versorgungssicherheit gestärkt, da der erleichterte Zugang der Versorger zu den entsprechenden Daten eine Verbesserung der Prognosequalität ermöglicht. Die Verbrauchs- und Einspeisedaten sind mit einer viertelstündlichen Auflösung jeweils täglich (d.h. am Folgetag), monatlich und jährlich zu publizieren. Die Daten zu den installierten Messsystemen müssen jährlich publiziert werden. Der Zugang zur entsprechenden Webseite muss frei sein, das heisst er darf nicht durch Logins oder dergleichen erschwert werden.

Absatz 5: Diese Vorgabe gewährleistet, dass die Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber ihr Recht auf Datenherausgabe und -übertragung wahrnehmen können (Art. 17g Abs. 4 Bst. e StromVG). Hierzu können sie Dritten via Datenplattform entsprechende Zugangsrechte zu ihren Mess- und Stammdaten einräumen. Der Datenplattformbetreiber wird technisch und organisatorisch sicherstellen müssen, dass bereits ab seiner Inbetriebnahme die entsprechenden Daten der letzten fünf Jahre im entsprechenden Format (vgl. Art. 8e Abs. 1) herausgegeben und übertragen werden können.

Absatz 6: Der Zweck der Datenplattform besteht in erster Linie darin, die Qualität des Datenaustausches zu verbessern. Der Datenplattformbetreiber hat daher regelmässig zu untersuchen, ob die Daten in der gebotenen Qualität über die Datenplattform zur Verfügung gestellt werden.

Absatz 7: Der EICom und dem BFE sind die Daten über die Datenqualität zur Verfügung zu stellen, sofern sie diese für ihre Vollzugs- und die Rechtsetzungsaufgaben benötigen (Art. 17g Abs. 3 StromVG).

Absatz 8 stellt sicher, dass die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Daten nicht verloren gehen, wenn der Datenplattformbetreiber den Betrieb einstellt oder in Konkurs gehen sollte. Diesfalls müsste der Betreiber die entsprechenden Daten auf den Bund übertragen, damit dieser den Weiterbetrieb der Datenplattform (oder ggf. die Errichtung einer neuen Datenplattform) möglichst rasch in die Wege leiten kann (vgl. Art. 17h Abs. 3 StromVG).

Art. 8i Kostenrechnung des Datenplattformbetreibers

Absatz 1 und 2: Der Datenplattformbetreiber deckt seine Kosten nach gesetzlicher Vorgabe über Entgelte, die er pro Messpunkt von den Verteilnetzbetreibern erhebt. Diese Entgelte haben verursachergerecht und kostendeckend zu sein. Die der Entgeltberechnung zugrunde liegenden Kosten hat der Datenplattformbetreiber in der Kostenrechnung darzulegen.

Die **Absätze 3-6** enthalten Vorgaben für die Berechnung der Betriebs- und Kapitalkosten. Für die Berechnung der Kapitalkosten gelten nach **Absatz 5** die Vorgaben von Artikel 13 Absatz 2 und 3 sinngemäss. Davon abweichend werden die für den Betrieb der Datenplattform notwendigen Vermögenswerte nicht zum kalkulatorischen Zinssatz (WACC), sondern zum Fremdkapitalkostensatz nach An-

hang 1 verzinst. Der Erlös aus dieser Verzinsung geht an die Anteilseigner im Verhältnis ihrer Einlagen. Hintergrund dieser Vorgabe bildet der Umstand, dass der Datenplattformbetreiber nach gesetzlicher Vorgabe nicht gewinnorientiert ist und demnach keine geldwerten Leistungen an die Anteilseigner (bspw. Dividenden) ausrichtet (*Abs. 6*). Darüber hinaus können den Anteilseignern die von ihnen geleisteten Einlagen aufgrund des Verbots der Einlagenrückgewähr auch nicht zurückerstattet werden. Die in *Absatz 5* vorgesehene Zinszahlung soll daher sicherstellen, dass den Anteilseignern zumindest der entgangene Nutzen des mit der Einlage gebundenen Kapitals entschädigt wird.

Absatz 7: Die Kostenrechnung ist der EICom jährlich vorzulegen, damit diese die Kosten und Entgelte des Datenplattformbetreibers prüfen kann (Art. 22 Abs. 2 Bst. g StromVG). Der Datenplattformbetreiber hat der EICom dazu die entsprechenden Auskünfte zu erteilen und die notwendigen Unterlagen zur Verfügung zu stellen (Art. 25 Abs. 1 StromVG).

Art. 9 und 10

Die aktuell in Artikel 9 enthaltene Bestimmung zur Rechnungsstellung wird in Artikel 7a Absatz 1 verschoben, jene zur Veröffentlichung bestimmter Informationen (Art. 10) in Artikel 7b.

Art. 13a Kostenzuordnung für Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Übertragungsnetzbetriebs

Soweit die zu ergreifenden Massnahmen nach Artikel 20a StromVG den üblichen Aufgaben eines Verteilnetzbetreibers nach Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe a StromVG entsprechen, hat er die anfallenden Kosten zu tragen. Es ist nicht gerechtfertigt, diese ohnehin anfallenden Kosten neu mittels Zuordnung an das Übertragungsnetz auf sämtliche Endverbraucher zu überwälzen (Art. 20a Abs. 5 erster Satz StromVG). Es handelt sich dabei insbesondere um Schalten, Regeln und Überwachen sowie das Optimieren von Lasten über Lastmanagement und Rundsteueranlagen. Die Kosten hingegen, welche bei der Durchführung von Massnahmen nach Artikel 20a StromVG auf allen Netzebenen (z.B. Ausgleichsenergie, Abrufkosten) entstehen sind anrechenbare Kosten des Übertragungsnetzes im Sinne von Artikel 15 Absatz 1 StromVG, sofern sie für ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz notwendig sind.

Art. 13a^{bis}

Der bisherige Artikel 13a wird zum Artikel 13a^{bis}. Der Buchstabe b wird an die gesetzlichen Änderungen im Zusammenhang mit der Flexibilität angepasst.

Art. 13e Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen: Kosten

Der Gesetzgeber unterscheidet für den Solidarisierungsmechanismus von erzeugungsbedingten Netzverstärkungen, ob die Erzeugungsanlagen im Nieder- oder im Mittelspannungsnetz (bzw. darüber) angeschlossen sind. Offengelassen hat er jedoch, welches Solidarisierungsregime zur Anwendung kommen soll für Erzeugungsanlagen, welche direkt an der Transformationsebene zwischen dem Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. *Absatz 1* weist diese Anlagen, welche direkt an die Transformatorenebene angeschlossen sind, dem Mittelspannungsnetz zu (sie folgen demnach der Systematik von Art. 15b Abs. 3 StromVG), da eine pauschalisierte Abgeltung nach Artikel 15b Absatz 4 StromVG aufgrund der geringen Anzahl Fälle bei solchen Verstärkungen nicht angebracht ist.

Die Abwicklung in der Mittelspannung erfolgt analog zum bisher bestehenden Prozess im Rahmen der Ausnahmeregelung von Artikel 22 Absatz 3 StromVV, welcher nun durch die neue Regelung ersetzt wird.

Gemäss *Absatz 2* beträgt die pauschale Abgeltung 59 Franken.

Die Obergrenze für die Verstärkung von Anschlussleitungen nach Artikel 15b Absatz 5 StromVG beträgt 50 Franken (*Abs. 3*).

Da die Netzverstärkungen gestützt auf Artikel 15b StromVG vergütet werden, sind diese vom regulatorischen Anlagevermögen in Abzug zu bringen (*Abs. 4*). Die EICom wird regeln, wie diese Vorgabe umzusetzen sein wird (vgl. Erläuterungen zu *Abs. 7 Bst. c* nachfolgend).

Art. 13f Erzeugungsbedingte Netzverstärkungen und Verstärkungen von Anschlussleitungen:
Pflichten

Die Verteilnetzbetreiber haben gestützt auf Artikel 15b StromVG verschiedene Aufgaben: Gemäss Artikel 13f Absatz 1 rechnen sie jährlich zum Zeitpunkt des Jahresabschlusses und gestützt auf die Inbetriebnahmeprotokolle mit der nationalen Netzgesellschaft die pauschalen Abgeltungen für die Netzverstärkungen ab (*Bst. a*). Sie sammeln die einzelnen Gesuche der Produzenten für die Verstärkung der Anschlussleitungen, reichen sie gebündelt der nationalen Netzgesellschaft ein und erstatten die Vergütung den Produzenten. Durch diesen Ablauf kann die nationale Netzgesellschaft ihren Prozess effizient ausgestalten (*Bst. b*). Schliesslich weisen die Verteilnetzbetreiber die getätigten Netzverstärkungen und die erhaltenen Vergütungen jährlich im Geschäftsbericht aus (*Bst. c*). Die Aufwände der Netzbetreiber im Zusammenhang mit dem Vollzug von Artikel 15b StromVG sind anrechenbare Kosten.

Die Verteilnetzbetreiber erarbeiten schweizweit harmonisierte Grundlagen (*Bst. d*), um bei den Produzenten die relevanten Daten (so zum Beispiel Leistung und Technologie der die Verstärkung verursachenden erneuerbaren Erzeugungsanlage, Gesamtkosten der Verstärkung, für Artikel 15b StromVG relevante Kosten [Verstärkung der Leitung von Parzellengrenze bis Netzanschlusspunkt] und förderberechtigte Kosten unter Berücksichtigung der Obergrenze, Netzebene sowie betroffene Länge der Anschlussleitung) abzufragen und diese dann in einheitlicher Form an die nationale Netzgesellschaft weiterzugeben und abzuwickeln. Dies erlaubt der nationalen Netzgesellschaft eine effizientere Abwicklung und der EICom die Durchführung von Stichproben.

Gemäss Artikel 13f Absatz 2 plausibilisiert die nationale Netzgesellschaft summarisch die beantragten Vergütungen für die pauschal abzugeltenden Netzverstärkungen sowie für die Verstärkung der Anschlussleitung (*Bst. a*) und sie erstattet der EICom jährlich sowie dem BFE auf Anfrage Bericht über die vorgenommenen Verstärkungen und ausgerichteten Vergütungen und Abgeltungen (*Bst. b*). Letzteres erlaubt es der EICom und dem BFE, ihrerseits ihre Vollzugsaufgaben wahrzunehmen und die Umsetzung von Artikel 15b StromVG zu beobachten und die Verordnungsbestimmungen gegebenenfalls anzupassen. Die Aufwände der nationalen Netzgesellschaft im Zusammenhang mit dem Vollzug von Artikel 15b StromVG sind anrechenbare Kosten.

Die EICom ist gemäss Artikel 13f Absatz 3 zuständig für die Prüfung und Bewilligung der Gesuche für Netzverstärkungen im Mittelspannungsnetz und der Transformationsebene (*Bst. a*), sie führt Stichproben durch bei den pauschal abgegoltene Netzverstärkungen und der Vergütung der Verstärkung der Anschlussleitungen (*Bst. b*) und regelt, wie die Netzbetreiber die vergüteten resp. abgegoltene Netzverstärkungen bzw. die entsprechenden Vermögenswerte im Anlagevermögen zu behandeln haben (*Bst. c*): Die Verteilnetzbetreiber passivieren die von der nationalen Netzgesellschaft erhaltenen Vergütungszahlungen resp. Abgeltungen mittels negativer Beträge im regulatorischen Anlagevermögen und schreiben diese zusammen mit den Netzverstärkungen über einen vorgegebenen Zeitraum ab. Dies stellt sicher, dass die Netzbetreiber auf den Teil der Investitionen, für welchen sie eine Vergütung resp. Abgeltung erhalten, keinen Ertrag erwirtschaften können.

Art. 15 Abs. 2 Bst. b Abs. 3

Absatz 2: Die erzeugungsbedingten Netzverstärkungen werden neu in Artikel 15b StromVG geregelt, der Verweis ist entsprechend anzupassen.

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 ungewollt auch 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.

Mit dem neuen *Absatz 1^{bis}* wird das Betragsnettoprinzip eingeführt: Um der Verursachergerechtigkeit auch im Zusammenhang mit der zunehmend dezentralen Elektrizitätserzeugung besser Rechnung zu tragen, werden in Zukunft bei der Kostenwälzung auch Elektrizitätsflüsse «von unten nach oben» berücksichtigt, sofern und soweit diese jene in umgekehrter Richtung überwiegen. Das Betragsnettoprinzip betrifft nur die Arbeitskomponente. Die Leistungskomponente bleibt davon unberührt.

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. Diese Nettoleistung wird für galvanisch verbundene Netze ermittelt.

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, wie die verschiedenen Kundengruppe zu bilden sind und dass sich diese durch ein je einheitliches Tarifmenü auszeichnen.

Absatz 3: Den Netzbetreibern ist es freigestellt, ob sie den Endverbrauchern einer Kundengruppe neben dem Standardtarif zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen. Der Standardtarif ist zur transparenten Abgrenzung gegenüber allfälligen Wahlтарifen als solcher zu bezeichnen.

Absatz 4 normiert zwei Grundsätze für die Ausgestaltung der einzelnen Tarife, seien es Standardtarife oder Wahlтарife. *Buchstabe a* verdeutlicht, dass die Netzbetreiber bei der Auswahl und Gewichtung der einzelnen Tarifkomponenten grundsätzlich frei sind. Es gilt die 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 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 Leistungsbepreisung 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 des Gesetzes 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. Letzteres 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 EICom 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 Mindestarbeitskomponenten gemäss Artikel 18a Absatz 2 Buchstaben a und c sowie Absatz 5.

Buchstabe b: Da die Netznutzungstarife nach Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a des Gesetzes nicht mehr «einfache», sondern nurmehr «nachvollziehbare» Strukturen aufweisen müssen, gibt es fortan mehr Freiheiten für Tarife, deren Ausgestaltung sich während des Tarifjahres nach Massgabe von bestimmten Faktoren ändern kann. Damit sind die sog. dynamischen Tarife angesprochen. Nach dem *Buchstaben b* 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 zu reduzieren. 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. Verlangt ist, dass sich die Ausgestaltung des Tarifs mindestens stündlich ändern kann. Eine noch feinere Granularität der Tarife ist grundsätzlich zulässig, solange noch von einer «nachvollziehbaren Struktur» im Sinne von Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe a StromVG die Rede sein kann. Die Dynamik kann sich auf die Arbeits- oder die Leistungskomponente beziehen. Die konkrete Methodik wird bis spätestens Ende August des Vorjahres publiziert. Dies impliziert, dass auf Basis der publizierten Methodik eine Tariffestsetzung bis zum Vortag oder zukünftig auch in Realzeit angepasst werden kann, so dass die aktuellen Netzknappheiten berücksichtigt werden.

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, die noch nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, einer eigenen Kundengruppe zuzuweisen mit einer besonderen Tarifvorgabe (*Abs. 5*). Dies gilt ungeachtet ihres Jahresverbrauchs und der ganzjährigen Nutzung der Liegenschaft, sprich unabhängig davon, ob sie die Merkmale der Basiskundengruppe grundsätzlich erfüllen würden.

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 4 Buchstabe b beschrieben sind. *Buchstabe c* erlaubt in Verbindung mit *Absatz 3* auch eine vereinfachte Form von dynamisierten Netznutzungstarifen mit zeitvariablen Leistungstarifen, die über geeignete Zeitfenster vorab für ein Tarifjahr nach den Höchstlasten festgelegt werden. Bei deren Verwendung muss zugleich eine nichtdegressive Arbeitskomponente von mindestens 50 Prozent festgesetzt werden.

Absatz 4 konkretisiert den Tarifgrundsatz der Verursachergerechtigkeit (Art. 14 Abs. 3 Bst. a StromVG) dahingehend, dass Endverbraucher mit Eigenverbrauch wie auch Zusammenschlüsse zum

Eigenverbrauch, die der Basiskundengruppe angehören, bei der Tarifierung in ihrer Gesamtheit betrachtet nicht benachteiligt werden dürfen. Diese Konkretisierung dient gewissermassen als Korrektiv zu den grösseren tarifarischen Freiheiten, die mit der vorliegenden StromVV-Revision geschaffen werden. Ausschlaggebend ist das Gefüge der einzelnen Tarifkomponenten (Arbeits-, Leistungs- und Grundkomponente) und eine allenfalls dynamische Tarifgestaltung.

Absatz 5: Für Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die noch nicht mit einem Smart Meter ausgestattet sind (*Abs. 1 Bst. 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. 18c Befreiung von der Pflicht zur Entrichtung des Netznutzungsentgelts

Gewisse Elektrizitätsbezüge von Kraftwerken (u.a. Pumpspeicherkraftwerke) und dem Bahnstromnetz waren bereits nach bisheriger Regelung von der Pflicht zur Entrichtung eines Netznutzungsentgelts befreit. Bisher ergab sich diese Befreiung vom Netznutzungsentgelt, indem die Akteure von der Endverbraucherdefinition ausgenommen wurden. Mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien entfällt nun diese Ausnahme, womit sie neu als Endverbraucher gelten. Endverbraucher zahlen grundsätzlich ein Netznutzungsentgelt (Art. 14 Abs. 2 StromVG), sie werden im Normalfall mit weiteren Kosten wie etwa dem Netzzuschlag für die Förderung der erneuerbaren Energien belastet. Es war jedoch nicht Wille des Gesetzgebers, mit der neuen Regelung für bisher befreite Anlagen neue Belastungen einzuführen, die Zweckrichtung von Artikel 14a StromVG ist eine «Befreiung». In diesem Sinne stellt die Verordnung klar, dass diese Elemente nach wie vor nicht geschuldet sind, sofern eine Netzentgeltbefreiung vorliegt. Speicher ohne Endverbrauch, die neu ebenfalls von der Entrichtung des Netznutzungsentgelts befreit sind, werden analog behandelt.

Art. 18d Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Absatz 1: Analog zur Netzentgeltbefreiung nach Artikel 18c sind auch bei der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts die zusätzlichen Tarifkomponenten nicht geschuldet. Diese sind im Verhältnis der eingespeisten Elektrizitätsmenge zurückzuerstatten. Entsprechende Rechenbeispiele zur Ermittlung der Höhe der Rückerstattung finden sich im allgemeinen Teil des erläuternden Berichts.

Absatz 2: Der Rückerstattungsanspruch beschränkt sich auf die Arbeitstarifkomponente des Netznutzungsentgelts. Für den Leistungspreis, der für die Vergütung der Anschlusskapazität dient, ist keine Rückerstattung angezeigt. Auch die Grundpreise, welche die strukturellen Kosten abdecken, werden nicht zurückerstattet. Dynamische Tarife, welche sich auf Energie oder stündliche Leistungen beziehen, werden analog zur Arbeitstarifkomponente behandelt.

Absatz 3: Der Rückerstattungsbetrag ist im Rahmen der regulären Abrechnung als Reduktion der entsprechenden Entgeltkosten zu erstatten.

Absatz 4: Nach Artikel 14a Absatz 1 erstatten die Netzbetreiber das Netznutzungsentgelt auf Antrag zurück. Absatz 4 sieht daher vor, dass die Netzbetreiber ein entsprechendes Formular für die Einreichung des Antrags zur Verfügung stellen. Allfällige Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Rückerstattung (Anspruch / Höhe des Anspruchs) werden von der EICom beurteilt (Art. 22 Abs. 1 und 2 Bst. a StromVG).

Art. 18e Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität

Absatz 1: Um zu wissen, wie viel Elektrizität für die Umwandlung aus dem Netz gezogen wird, muss die Umwandlungsanlage mit einem intelligenten Messsystem (Ausspeisung aus dem Stromnetz) ausgestattet sein. Auf dieser Grundlage können dann Herkunftsnachweise (HKN) für die aus dem Netz bezogene Elektrizitätsmenge erworben werden. Bei der Herstellung von Wasserstoff werden die Elektrizitäts-HKN in Wasserstoff-HKN umgewandelt. Bei der Rückverstromung werden neue Elektrizitäts-HKN ausgestellt. Auf diese Weise kann die in Wasserstoff umgewandelte Elektrizität nachverfolgt werden.

Absatz 2: Die Bestimmung konkretisiert die Voraussetzungen für eine Netzentgelt-Rückerstattung der Pilot- und Demonstrationsanlagen (Art. 14a Abs. 4 Bst. c StromVG). Die Grenze von 200 MW stellt die Gesamtsumme aller rückerstattungsberechtigten Anlagen in der Schweiz dar. Die Vergabe erfolgt nach dem «first come, first served»-Prinzip. Um als rückerstattungsberechtigte Anlage anerkannt zu werden, muss diese neuartige technische oder betriebliche Eigenschaften aufweisen (Abs. 3).

Absätze 4-5: Die Pilot- und Demonstrationsanlagen profitieren gemäss Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG nur von der Rückerstattungsregelung, sofern die Leistung aller rückerstattungsberechtigten Pilot- und Demonstrationsanlagen nicht höher als 200 MW ist. Das BFE als Bewilligungsbehörde für die Unterstützungsleistungen an die Pilot- und Demonstrationsprojekte (Art. 67 EnV) wird von den Netzbetreibern über die Rückerstattungsgesuche informiert und kann in der Folge die Gesamtleistung aller bisher rückerstattungsberechtigten Anlagen veröffentlichen.

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

Art. 18f Übernahme der Kosten für die Messung der Elektrizitätsmengen der Anlagen

Absatz 1: 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.

Absatz 2: Sofern am gleichen Netzanschlusspunkt eine Erzeugungsanlage installiert ist, kann die Einspeisung auch aus dieser Quelle stammen, weshalb für den entsprechenden Elektrizitätsnachweis der Speicheranlage eine zusätzliche Messung erforderlich ist. In allen übrigen Fällen ist kein zusätzliches Messgerät für die Speicheranlage zu installieren. Sofern am gleichen Netzanschlusspunkt keine Erzeugungsanlage installiert ist, wird einstweilen im Sinne einer pragmatischen Lösung, unabhängig vom tatsächlichen Bezug am Netzanschlusspunkt, die gesamte aus dem Speicher zurückgespeiste Elektrizitätsmenge für die Rückerstattung berücksichtigt (also auch entsprechende Einspeisungen durch mobile Speicher).

Absatz 3: Für Anlagen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe b und c StromVG ist eine separate Messung insbesondere dann notwendig, wenn hinter dem gleichen Netzanschlusspunkt eine Erzeugungsanlage installiert ist. Bei Anlagen nach Artikel 14a Absatz 4 Buchstabe c StromVG ist eine separate Messung zudem auch dann erforderlich, wenn nicht der gesamte Elektrizitätsbezug für die Umwandlung verwendet wird.

Art. 18g Richtlinien für die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts

Absätze 1 und 2: Die Netzbetreiber haben die Richtlinien zusammen mit den betroffenen Kreisen zu erarbeiten. Dabei ist insbesondere an die Vertreter der Speicherbetreiber und die Vertreter der Betreiber von Umwandlungsanlagen zu denken (Swiss eMobility, aeesuisse). Des Weiteren haben die Netzbetreiber gemäss Artikel 27 Absatz 4 die Vertreter der Endverbraucher und der Erzeuger zu konsultieren. In organisatorischer Hinsicht wird die Richtlinie insbesondere die Details zum Umsetzungsprozess vorzusehen haben, beispielsweise die Anmeldung 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.

Art. 19 Effizienzvergleiche, Überprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife oder einzelner Kostenkomponenten

Absatz 1: Nach wie vor kann die EICom zur Überprüfung der Netznutzungstarife und -entgelte sowie der Elektrizitätstarife Effizienzvergleiche durchführen. Dabei kann sie die Kosten vergleichbarer Netzbetreiber heranziehen. Neu darf sich die EICom bei den Netznutzungskosten aber auch auf einzelne Kostenkomponenten eines effizienten Netzes, einer effizienten Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung oder eines effizienten Messwesens in der Grundversorgung beschränken.

Zur Absicherung der Sachgerechtigkeit etwaiger statistisch-ökonomischer Effizienzvergleiche der gesamten Netzkosten sollen die betroffenen Kreise einbezogen werden, um die Besonderheiten besser zu erfassen. Die letztendliche Entscheidung über deren Verwendung liegt bei der EICom.

Absatz 2: Der Vergleich hat nach sachgerechten Kriterien zu erfolgen. Dies bedeutet v.a. auch, dass Unterschiede, die nicht durch einen effizienten Betrieb zu verantworten sind, zu berücksichtigen sind (bspw. erheblich unterschiedliche Netzstrukturen, unterschiedliche Qualitätsniveaus oder unterschiedliche Abschreibungsgrade der Anlagen). Im Gegensatz zum bisherigen Artikel 19 Absatz 1 wird aber nicht mehr gefordert, dass bei den Effizienzvergleichen internationale Vergleichswerte herangezogen werden, da sich das Regulierungssystem der Schweiz von anderen Regulierungssystemen unterscheidet. Dadurch erhöht sich die Anwendbarkeit dieser Regelung.

Absatz 3: Bei den Kostenprüfungen berücksichtigt die EICom die Ergebnisse aus der Sunshine-Regulierung (Art. 22a StromVG und Art. 26d StromVV). Diese liefern ein erstes Indiz für allfällige Korrekturen.

Absatz 4: Mit Artikel 4f und 18b zu Deckungsdifferenzen wurde der bisherige Artikel 19 Absatz 2 obsolet. Korrekturen eines ungerechtfertigten Gewinns aus überhöhten Netznutzungs-, Elektrizitäts- bzw. Messtarifen erfolgen über die Deckungsdifferenzen. Hierdurch werden die Kosten, die sich aufgrund des Vergleichs als überhöht erweisen, durch Senkung der betreffenden Tarife kompensiert. Dieser Ausgleich soll innerhalb eines Tarifjahres erfolgen.

Art. 19a Netzdienliche Flexibilität und bestehende Flexibilität

Der Verteilnetzbetreiber kann die Flexibilität eines Flexibilitätsinhabers nur dann in Anspruch nehmen, wenn sie netzdienlich genutzt wird. In diesem Zusammenhang können Verteilnetzbetreiber den Anspruch auf Nutzung von neuer Flexibilität (Art. 17c Abs. 2 StromVG i. V. m. Art. 19b StromVV), auf Nutzung von bestehender Flexibilität (Art. 17c Abs. 2 und 3 StromVG i. V. m. Art. 19c StromVV) und in bestimmten Situationen auf *garantierten* Nutzungen von Flexibilität (Art. 17c Abs. 4 und 5 StromVG i. V. m. Art. 19d StromVV) geltend machen.

Um Zugriff auf die Flexibilität zu haben, muss der Verteilnetzbetreiber eine Massnahme rechtfertigen können, die darauf abzielt, angespannte lokale Netzsituationen, d. h. auf der Ebene seines Verteilnetzes (im Gegensatz z. B. zum Transportnetz), zu entlasten und einen wirtschaftlich ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, zu begrenzen oder aufzuschieben. Beispiele dafür sind das Ausserbetriebsetzen oder die Reduktion der Leistung von dezentralisierten Erzeugungsanlagen, um hohe Einspeisungsspitzen zu vermeiden, die netzdienliche Nutzung von Speichersystemen oder die kontrollierte Verlagerung des Verbrauchs durch den Verteilnetzbetreiber (*loadshifting*). Die Flexibilitätsnutzung zur Optimierung der Energieverteilung wird hingegen nicht als netzdienlich erachtet.

Absatz 2

Artikel 17c Absatz 3 StromVG sieht ein spezifisches Opt-out-System für sogenannte «bestehende» Flexibilitäten vor. Dieses Vorrecht ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber, die bereits vor dem Inkrafttreten

des Gesetzes vorhandene Flexibilität weiterhin zu benutzen und die bisherige Planungssicherheit im Rahmen der Flexibilität zu erhalten. Die Flexibilität gilt als bestehend, wenn der Verteilnetzbetreiber bis zum 1. Januar 2025 bei einem Flexibilitätsinhaber ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installiert hat, um dessen Flexibilität in Anspruch zu nehmen. Dieses System umfasst auch die Wechselrichter. Es ist jedoch nicht erforderlich, dass der Netzbetreiber die Flexibilität des Inhabers tatsächlich genutzt hat, damit diese als bestehend eingestuft werden kann.

Art. 19b Inanspruchnahme der Nutzungen von neuer Flexibilität

Absatz 1

Die Nutzung von neuer Flexibilität setzt eine neue Beziehung zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Flexibilitätsinhaber voraus. Um Zugriff auf die Flexibilität zu haben, muss der Betreiber in seinem Netzgebiet tätig sein und die Flexibilität gemäss Artikel 19a Absatz 1 StromVV netzdienlich nutzen. Zudem muss diese Beziehung in einem Vertrag festgehalten und vergütet werden. Diesbezüglich kann die ElCom jederzeit intervenieren und Vergütungen anpassen, die sie als missbräuchlich erachtet (Art. 22 Abs. 2 Buchstabe d Ziff. 2 StromVG). Der Mindestinhalt des Vertrags ist in Absatz 1 definiert.

Der Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems durch den Netzbetreiber erfordert die Zustimmung des Flexibilitätsinhabers (Verschiebung von Art. 8c Abs. 1 StromVV). Dieses System umfasst auch die Wechselrichter. Wenn der Flexibilitätsinhaber noch nicht im Besitz eines Geräts ist, wird es gemäss den im Vertrag festgelegten Modalitäten installiert. Es ist aber durchaus möglich, dass ein solches Gerät bereits vom Verteilnetzbetreiber beim Flexibilitätsinhaber installiert wurde (z. B. im Hinblick auf die Inanspruchnahme der garantierten Nutzungen im Sinne von Art. 19d StromVV).

Absatz 2

Damit die Flexibilitätsinhaber Kenntnis von der effektiven Nutzung ihrer Flexibilität haben, müssen sie von den Verteilnetzbetreibern zwingend gemäss den im Vertrag festgelegten Modalitäten, mindestens aber bei jeder Rechnungsstellung, darüber informiert werden. Dies kann beispielsweise über ein für jeden Flexibilitätsinhaber spezifisches Kundenportal erfolgen.

Absatz 3

Artikel 8c Absatz 3 StromVV wird verschoben.

Art. 19c Inanspruchnahme der Nutzungen von bestehender Flexibilität

Absatz 1

Die Inanspruchnahme der Nutzung von bestehender Flexibilität ist ein Vorrecht, das dem Verteilnetzbetreiber gewährt wird. Dieses Vorrecht ermöglicht es dem Netzbetreiber, die bereits vor dem Inkrafttreten des Gesetzes vorhandene Flexibilität weiterhin zu benutzen und die bisherige Planungssicherheit im Rahmen der Flexibilität zu erhalten. Um Zugriff auf die Flexibilität zu haben, muss der Betreiber allerdings in seinem Netzgebiet tätig sein und die Flexibilität gemäss Artikel 19a Absatz 1 StromVV netzdienlich nutzen.

Eine solche Inanspruchnahme der Flexibilität erfordert allerdings eine diskriminierungsfreie Anpassung des Netznutzungsvertrags. Diese vertragliche Anpassung muss im Übrigen zwingend vor jeder effektiven Flexibilitätsnutzung erfolgen. Da es sich aber um ein Vorrecht des Verteilnetzbetreibers handelt, gilt der Vertrag als vom Flexibilitätsinhaber angenommen, solange dieser ihn nicht ausdrücklich ablehnt (vgl. Absatz 2).

Im Rahmen der Anpassung des Vertrags muss der Verteilnetzbetreiber den Flexibilitätsinhaber über die Situationen informieren, in denen seine Anlage gemäss Artikel 19a StromVV netzdienlich sein kann. Er präzisiert zudem den Umfang der zu diesem Zweck geplanten Flexibilitätsnutzung (Buchstabe a). Ausserdem informiert er den Flexibilitätsinhaber über die Modalitäten für den Einsatz des intelligenten

Steuer- und Regelsystems (Buchstabe b). Weiter vereinbaren die Parteien das Kommunikationsmittel, mit dem der Flexibilitätsinhaber über die effektive Nutzung seiner Flexibilität informiert werden muss, sowie die Häufigkeit der Information (Buchstabe c). Der Vertrag hat überdies eine Klausel zu enthalten, die die Vergütung für die effektive Flexibilitätsnutzung festsetzt. Diese Vergütung muss auf der Grundlage objektiver und diskriminierungsfreier Kriterien erfolgen (Buchstabe d). Diesbezüglich kann die El-Com jederzeit intervenieren und Vergütungen anpassen, die sie als missbräuchlich erachtet (Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe d Ziffer 2 StromVG). Der Verteilnetzbetreiber muss den Flexibilitätsinhaber auch über die verschiedenen Akteure informieren, die an seiner Stelle zur Nutzung von Flexibilität berechtigt sind, damit sich der Flexibilitätsinhaber der verschiedenen Optionen vollständig bewusst ist und somit frei entscheiden kann, wem er Zugriff auf seine Flexibilität gewähren will (Buchstabe e). Einige Akteure, wie zum Beispiel Aggregatoren, haben ein Interesse daran, die Flexibilität systemdienlich zu nutzen. Die Flexibilitätsinhaber könnten daher beschliessen, ihnen ihre Flexibilität gegen eine Vergütung zur Verfügung zu stellen. Schliesslich muss der Vertrag eine Klausel beinhalten, die den Flexibilitätsinhaber über sein Recht, den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems zu untersagen, sowie über die Auswirkungen dieses Untersagens unterrichtet (Buchstabe f). Diese Klausel hat ausreichend erkennbar, klar und präzise zu sein. Der Verteilnetzbetreiber muss den Flexibilitätsinhaber in jedem Fall darauf hinweisen, dass das Ausbleiben einer Reaktion seinerseits als stillschweigende Annahme der Vertragsänderung gilt.

Wenn das Vorrecht der Verteilnetzbetreiber dazu beiträgt, dass das Potenzial im Hinblick auf andere Flexibilitätsnutzungen kaum ausgeschöpft wird, kann der Bundesrat gegebenenfalls Massnahmen treffen. Dies kann die Einführung von Vermarktungsformen sein, die unabhängig vom Netzbetreiber sind, wie zum Beispiel der Einsatz einer neutralen Flexibilitätsplattform für das Netzgebiet. Es kann sich aber auch um einen vollständigen Entzug des gewährten Vorrechts handeln.

Absatz 2

Absatz 2 setzt das Recht der Flexibilitätsinhaber um, den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems und folglich die effektive Nutzung ihrer Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber abzulehnen. Nach Artikel 17c Absatz 3 StromVG müssen die Flexibilitätsinhaber ihre Ablehnung der Verwendung des Systems ausdrücklich äussern, da sonst davon ausgegangen wird, dass sie einer solchen Nutzung zugestimmt haben (*opt-out*). Eine solche Weigerung führt jedoch nicht dazu, dass das Gerät deinstalliert wird.

Diese Möglichkeit zur Ablehnung wird den Flexibilitätsinhabern zum Zeitpunkt des Erhalts der Anpassung des Netznutzungsvertrags nach Absatz 1 oder mit einer Frist von einem Monat per Ende eines Quartals eingeräumt.

Absatz 3

Damit die Flexibilitätsinhaber Kenntnis von der effektiven Nutzung ihrer Flexibilität haben, müssen sie von den Verteilnetzbetreibern zwingend gemäss den im Vertrag festgelegten Modalitäten, mindestens aber bei jeder Rechnungsstellung, darüber informiert werden. Dies kann beispielsweise über ein für jeden Flexibilitätsinhaber spezifisches Kundenportal erfolgen.

Art. 19d Inanspruchnahme der garantierten Nutzungen von Flexibilität

Absatz 1

Die Inanspruchnahme der garantierten Nutzungen von Flexibilität ist ein zusätzliches Vorrecht, das den Verteilnetzbetreibern gewährt wird. Um Zugriff auf die Flexibilität zu haben, muss der Netzbetreiber allerdings in seinem Netzgebiet tätig sein sowie die Flexibilität gemäss Artikel 19a Absatz 1 StromVV netzdienlich und für eine der Garantien nach Artikel 17c Absatz 4 StromVG nutzen. Im Gegensatz zum Vorrecht gemäss Artikel 19c StromVV darf eine solche Nutzung vom Flexibilitätsinhaber nicht untersagt werden und sie wird nicht vergütet.

Absatz 2

Eine solche Inanspruchnahme der Flexibilität beinhaltet die Pflicht des Verteilnetzbetreibers, den betroffenen Flexibilitätseinhaber zu informieren. Diese Information unterscheidet sich abhängig davon, ob die Nutzung zum Zwecke der Abregelung der Einspeisung (Artikel 17c Absatz 4 Buchstabe a StromVG) oder bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs (Artikel 17c Absatz 4 Buchstabe b StromVG) erfolgt. Im ersten Fall ist auf Anfrage, mindestens aber bei jeder Rechnungsstellung, zu informieren. Dies kann beispielsweise über ein für jeden Flexibilitätseinhaber spezifisches Kundenportal ablaufen. Im zweiten Fall muss sofort informiert werden. Eine Mitteilung gilt als sofortig, wenn sie innerhalb von drei Tagen nach der effektiven Flexibilitätsnutzung erfolgt.

Abs. 3

Da die Inanspruchnahme der garantierten Nutzungen auch dann gewährleistet ist, wenn die Nutzung im Widerspruch zu den Rechten Dritter stehen, ist es zwingend notwendig, dass diese Dritten auf Anfrage von den Verteilnetzbetreibern Informationen über eine solche Nutzung erhalten können.

Abs. 4

Im Allgemeinen müssen die Verteilnetzbetreiber die betroffenen Flexibilitätseinhaber und die Dritten, deren Rechte unmittelbar eingeschränkt werden, über die Energiemenge (in kWh) informieren, die für die Garantien nach Artikel 17c Absatz 4 StromVG verwendet wurde. Der Netzbetreiber wählt das Kommunikationsmittel für diesen Zweck, hat aber dessen Transparenz sowie eine zuverlässige und aktuelle Zugänglichkeit zu garantieren.

Abs. 5

Artikel 8c Absätze 5 und 6 StromVV wird verschoben und dadurch um die garantierte Nutzung von Flexibilität nach Artikel 17c Absatz 4 Buchstabe a StromVG erweitert.

Abs. 6

Die Flexibilitätsnutzung wird für die Abregelung der Einspeisung in das öffentliche Netz garantiert. Der Umfang dieser Garantie ist auf einen Höchstanteil von 3 Prozent der durch die Anlage jährlich produzierten Energie beschränkt. Über diese 3 Prozent hinaus erfordert die Flexibilitätsnutzung den Abschluss oder die Anpassung eines Vertrags nach Artikel 19b oder Artikel 19c StromVV, je nachdem, ob die Flexibilität als bestehend gilt oder nicht. In jedem Fall muss dem Flexibilitätseinhaber eine Vergütung entrichtet werden, wenn die Schwelle von 3 Prozent überschritten wird.

Die Verteilnetzbetreiber 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. 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 (Artikel 27 Absatz 4 StromVV).

Art. 19e Bildung einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft

Absatz 1 setzt die Mindestgrösse an Elektrizitätserzeugung (vgl. Art. 17d Abs. 2 Bst. c StromVG) doppelt so hoch fest, wie dies bei der entsprechenden Anforderung für Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch der Fall ist (vgl. Art. 15 Abs. 1 EnV). Dies begründet sich mit dem Umstand, dass es für eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft vergleichsweise einfacher ist, Erzeugungsanlagen in ihre Gemeinschaft einzubringen, weil sie dabei anders als im Zusammenschluss zum Eigenverbrauch nicht an den Ort der Produktion gebunden ist (Art. 14 EnV).

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

Absatz 3 begrenzt die räumliche Ausdehnung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften. Zunächst muss eine lokale Elektrizitätsgemeinschaft auf das Gebiet einer Gemeinde beschränkt sein (Art. 17d Abs. 3 Satz 2). Sind auf dem betreffenden Gemeindegebiet mehrere Netzbetreiber tätig, muss sich die Gemeinschaft überdies auf eines der Netzgebiete beschränken. Weiter sind Spannungsebenen über 36 kV (Netzebenen 1–4) ausgeschlossen. Erstens darf kein Teilnehmer auf diesen höheren Span-

nungsebenen angeschlossen sein. Zweitens muss die Netzanschlusssituation 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 zugeordnet sein darf. Selbstverständlich dürfen die Endverbraucher unterschiedliche Verbrauchsstätten in verschiedene Gemeinschaften einbringen.

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

Art. 19f Verhältnis unter den Teilnehmern

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.

Absatz 2 gibt vor, dass der Selbstversorgungsgrad einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zu maximieren ist. Mit anderen Worten muss die selbst erzeugte Elektrizität prioritär im Kreise der Teilnehmer abgesetzt werden. Es sollen also nicht die Opportunitäten, die sich im Strommarkt bieten, darüber entscheiden, wo die selbst erzeugte Elektrizität abgesetzt wird. Ohnehin sorgt der reduzierte Netznutzungstarif für einen Anreiz, die selbst erzeugte Elektrizität intern abzusetzen.

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 Datenaustauschprozesse (vgl. Art. 8e).

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.

Absatz 2 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 Netzanschlusssituation geht es vor allem um die Lage der Ein- und Ausspeisepunkte (Messpunkte) und die jeweilige Netzanschlussleistung.

Absatz 3: 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 3 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.

Absatz 4: Bei der Grundversorgung sind bei dieser Vereinfachung freilich 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 8e 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 5: Für die Erhebung des Messentgelts bedarf es im Zusammenhang mit lokalen Elektrizitätsgemeinschaften keiner Spezialregelung. Von Bedeutung sind insbesondere die Tarifobergrenzen nach Artikel 8 Absatz 2, die auf der Niederspannungsebene (Netzebene 7) im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft leicht erhöht sind (Buchstabe a Ziff. 1). Diese leichte Erhöhung trägt dem Mehraufwand Rechnung, den die Verteilnetzbetreiber im Kontext einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zu bewältigen haben (komplexere Datenaustauschprozesse).

Was die Rechnungsstellung 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 3 eine andere Formel bestimmen. An den Schuldverhältnissen gegen aussen ändert dies nichts. Der Netzbetreiber kann sich mit anderen Worten stets auf die proportionale Aufteilung der gemeinschaftsinternen Elektrizitätsflüsse gemäss Artikel 17e Absatz 5 StromVG und Absatz 3 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 (und Speicherbetreiber) 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.

Absatz 1 bringt zum Ausdruck, dass sich dieser Abschlag auf 30 Prozent beläuft und am jeweiligen Standardtarif auszumessen ist.

Absatz 2 konkretisiert die Umsetzung des Abschlags. Aus vollzugstechnischen Gründen werden 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 vollumfänglich als «interne Elektrizitätsflüsse» behandelt, die zur Reduktion des Netznutzungstarifs berechtigen. Spiegelbildlich dazu steht das Gebot, die intern erzeugte Elektrizität auch intern abzusetzen (Art. 19f Abs. 2). 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 «Überschuss-

produktion» 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 vollumfänglich selbst versorgt. Ob die selbst erzeugte Elektrizität direkt ins Netz eingespeist wird, oder allenfalls auch eine Zwischenspeicherung stattfindet, ist unerheblich. Aus Gründen der vollzugstechnischen Vereinfachung sind sämtliche Einspeise- und Bezugsvorgänge gleich zu behandeln. 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. Führt die Nutzung von Speichern innerhalb einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft zu einer unverhältnismässig hohen Reduktion des Netznutzungsentgelts, kann der Bundesrat den Abschlag gemäss Absatz 1 reduzieren. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass der Einsatz von Stromspeichern mit einer doppelten Privilegierung einhergehen kann. Zum einen bietet sich die Chance, die Strommengen auszuweiten, für welche der reduzierte Netznutzungstarif in Anspruch genommen werden kann. Darüber hinaus sind Stromspeicher nach dem neuen Artikel 14a Absatz 1 Buchstabe b und Absatz 4 StromVG ihrerseits vom Netznutzungsentgelt befreit.

Nach *Absatz 3* reduziert sich der Abschlag auf 15 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 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.

Art. 22 Abs. 3–5

Aufgrund des neuen Artikels 15b StromVG sowie der Ausführungsbestimmung in Artikel 13e und 13f der Verordnung sind die bisherigen Absätze 3–5 von Artikel 22 hinfällig.

Art. 26d

Absatz 1: Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu garantieren, ist es wesentlich, dass die EICom eine gewisse Kohärenz bei der Durchführung der verschiedenen Vergleiche in den Bereichen nach Artikel 22a Absatz 2 StromVG gewährleistet. Insbesondere müssen beim Vergleich der Netzkosten die Verteilnetzbetreiber mit Verteilnetzbetreibern ähnlicher struktureller Merkmale verglichen werden (Art. 19 StromVV). Dabei muss die EICom insbesondere die in den Tarifen des Übertragungsnetzes enthaltenen und von der nationalen Netzgesellschaft vergüteten Kosten berücksichtigen, die durch den Anschluss einer Anlage zur Verstärkung des Netzes entstanden sind (Art. 15b StromVG). Für bestimmte Vergleiche kann es zudem sinnvoll sein, dass die EICom nur bestimmten Verteilnetzbetreibern Rechnung trägt.

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei den Netzkosten zu verbessern, kann die EICom insbesondere auch statistisch-ökonomische Methoden für den Vergleich der gesamten Netzkosten einsetzen, um die Unterschiede zwischen den Netzbetreibern besser als über die netzebenenspezifische Kennziffern zu erfassen.

Absatz 2: Um die Entwicklung der Transparenz für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher zu quantifizieren und so zu einer angemessenen Qualität und einer erhöhten Effizienz der Leistungen beizutragen, sind die gestützt auf Artikel 22a StromVG von der EICom erzielten Ergebnisse jährlich zu veröffentlichen.

Aus datenschutzrechtlicher Perspektive wird die EICom ermächtigt, Personendaten im Sinne von Artikel 36 Absatz 5 des Datenschutzgesetzes vom 25. September 2020 (DSG; SR 235.1) durch ein Abrufverfahren zugänglich zu machen.

Absatz 3: Artikel 22a Absatz 3 hält den Grundsatz fest, dass die Sunshine-Regulierung im Netzbereich durch eine Anreizregulierung ersetzt werden muss, wenn keine genügenden Effizienzsteigerungen mit entsprechenden Auswirkungen auf die Netzkosten feststellbar sind. Diesbezüglich soll das BFE alle vier Jahre einen Bericht erstellen, um diese Entwicklung quantitativ zu bewerten. Dazu berücksichtigt das BFE die von der ECom veröffentlichten Ergebnisse und kann zusätzlich ökonomische Effizienzvergleiche durchführen. Der Vorteil solcher Vergleiche besteht darin, dass sie den Unterschieden zwischen den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber wesentlich umfassender Rechnung tragen, als dies mit den Kostenindikatoren im Rahmen der Sunshine-Regulierung möglich ist. Dafür muss die ECom allerdings dem BFE alle nötigen Informationen für einen solchen Vergleich zur Verfügung zu stellen, einschliesslich diejenigen, die nicht unter dem Blickwinkel der vorliegenden Reglementierung erhoben wurden.

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. La disposition est également complétée par l'ajout de l'art. 19d, al. 6 OApEI dans le cadre des modifications légales liée à la flexibilité.

Art. 31f

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

Art. 31n

Absatz 1: Das Inkrafttreten der neuen Vorgaben ist auf Anfang 2025 geplant. Mithin haben die Grundversorger ein Jahr Zeit, sich auf die Erfüllung der Mindestanteile nach Artikel 4a einzurichten. Dabei haben die Grundversorger zum einen darauf zu achten, dass sie im Hinblick auf das Tarifjahr 2026 und die folgenden Tarifjahre keine vertraglichen Bindungen eingehen, mit denen ein zu grosser Anteil der erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien für Lieferungen ausserhalb der Grundversorgung versprochen wird. Zum anderen müssen sich Grundversorger mit wenig Eigenproduktion darauf einrichten, genügend Bezugsquellen für inländische und erneuerbare Energie zu erschliessen.

Absatz 2: Beim Standardstromprodukt erhalten die Grundversorger während drei Tarifjahren (2025–2027) Zeit, um sich auf die 75 Prozent-Marke einzurichten. Dieser Aufschub drängt sich deshalb auf, weil die HKN von den kennzeichnungspflichtigen Unternehmen bisweilen im Rahmen von langfristigen Bezugsverträgen bereits drei bis vier Jahre im Voraus eingekauft werden. Hinzu kommt, dass sich die Umstellung auch auf die Produktegestaltung und somit die Tarif- und Preisstrukturen der Energieversorgungsunternehmen auswirken kann. Bei Unternehmen im Besitz der öffentlichen Hand müssen dabei mitunter auch politische Prozesse durchlaufen werden.

Absatz 3: Was die neuen Vorgaben zur Absicherung gegen Marktpreisschwankungen (Art. 4c) anbelangt, haben die Verteilnetzbetreiber nach Inkrafttreten der Änderung rund eineinhalb Jahre Zeit, sich der Sicherstellung der erforderlichen Elektrizitätsmengen anzunehmen. Am 31. August des Tarifjahrs 2026 müssen demnach mindestens 75 Prozent der für die Grundversorgung im Tarifjahr 2027 benötigten Elektrizitätsmengen aus der erweiterten Eigenproduktion oder bis dahin abgeschlossenen Bezugsverträgen sichergestellt sein. Für das Tarifjahr 2028 beträgt der sicherzustellende Anteil mindestens 50 Prozent, für das Tarifjahr 2029 mindestens 25 Prozent.

Ziff. III

Im Zuge der Strategie Stromnetze ist am 1. Juni 2019 bei den Artikeln 4–4c für die Dauer von ursprünglich knapp 4 Jahren eine temporäre Änderung in Kraft getreten (AS 2019 1381). Die Geltungsdauer dieser Fassung der Artikel 4–4c wurde mit der StromVV-Änderung vom 23. November 2022

(AS 2022 772) bis Ende 2030 verlängert. Dieser befristeten Geltungsdauer unterworfen wurde in dieser Änderung versehentlich auch der aktuelle Artikel 4*d* (Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung). Parallel zu den Artikeln 4–4*c* steht während derselben Befristung überdies auch bei Artikel 24 Absatz 2 erster Satz eine leicht andere Fassung in Kraft. Letzteres ist rein formal begründet: Wie Artikel 24 Absatz 2 erster Satz verweisen auch die temporären Fassungen der Artikel 4–4*c* auf die Energieförderverordnung vom 1. November 2017 (EnFV; SR 730.03). Mit einer temporären Anpassung in Artikel 24 Absatz 2 erster Satz wurde deshalb sichergestellt, dass die Abkürzung des Erlassitels der Energieförderverordnung am jeweils richtigen Ort eingeführt wird.

Da die Artikel 4–4*c* nunmehr neu gestaltet werden, fällt deren Befristung dahin. Dasselbe gilt für die (versehentliche) Befristung von Artikel 4*d*, weil diese Bestimmung neu unter Artikel 4*f* eingereiht ist. im selben Zug erübrigt sich die Befristung von Artikel 24 Absatz 2 erster Satz, zumal die Abkürzung des Erlassitels der Energieförderverordnung mit den vorliegenden Änderungen bereits in Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe *d* eingeführt wird.