Themenpapier

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass)

Anforderungen an die Umsetzung bei lokalen Verteilnetzbetreibern und Energie-Grundversorgern mit Endkundengeschäft



Patrik Schönenberger und Dr. Herbert Wanner

Version 1.1
12. August 2025

Impressum

Verantwortlich für den Inhalt:

Patrik Schönenberger
Arvenstrasse 8
9200 Gossau SG
Telefon: +41 79 610 71 69
E-Mail: patrik.schoenenberger@bluewin.ch

Dr. Herbert Wanner
Wanner Management Services
Schnellberg 6
8561 Ottoberg TG
E-Mail: wanner.managementservices@bluewin.ch

Management Summary

Das neue, mit der Volksabstimmung vom 9. Juni 2024 genehmigte Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) wird für die Energieversorgung in der Schweiz als komplexe Gesetzesnovelle eingestuft, da es Änderungen von gleich zwei bestehenden Gesetzen, nämlich dem Energiegesetz (EnG) und dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) umfasst[1]. Für beide Ausgangsgesetze wurden auch Verordnungen verfasst: für das EnG die EnV und für das StromVG die StromVV. Um der Energieversorgungsbranche genügend Zeit für die Umsetzung der Massnahmen zu geben, hat der Bundesrat die Gesetzesänderungen und die Verordnungen gestaffelt in Kraft gesetzt. Das erste Paket trat per 1. Januar 2025 in Kraft und das zweite Paket wird per 1. Januar 2026 in Kraft gesetzt. Weitere Verordnungsanpassungen werden voraussichtlich in den darauffolgenden Jahren folgen.

Im Folgenden werden im Management Summary die wichtigsten neuen Anforderungen des Mantelerlasses für lokale Verteilnetzbetreiber und Energiegrundversorger mit Endkundegeschäft beschrieben.

Mindestanteil aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung: Die Stromversorgungsverordnung (StromVV) bringt Neuerungen bei der Grundversorgung. Dabei werden zwei Mindestanteile bezogen auf erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland eingeführt. Einerseits müssen Energieversorger mit einer Eigenproduktion von erneuerbaren Energien mindestens 50 Prozent davon der Grundversorgung zuteilen. Andererseits müssen 20 Prozent der in der Grundversorgung abgesetzten Energie aus erneuerbaren Energien stammen. Die Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher mit inländischem erneuerbarem Strom wird damit gestärkt.

Standardstromprodukt: Verteilnetzbetreiber müssen ab dem Tarifjahr 2028 ihr Standardstromprodukt in der Grundversorgung so ausgestalten, dass in jedem Quartal ein inländischer «Grünstromanteil» von mindestens zwei Dritteln erreicht wird. Dafür müssen für mindestens zwei Drittel des in einem Quartal gelieferten Stroms Herkunftsnachweise mit inländischer und erneuerbarer Herkunft verwendet werden.

Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen ins Verteilnetz: Das revidierte StromVG und die dazugehörige StromVV enthalten neue Bestimmungen zur Förderung dezentraler Photovoltaikanlagen und definieren die Rolle sowie die Verantwortlichkeiten der lokalen Verteilnetzbetreiber hinsichtlich des Netzanschlusses und der Integration dieser Anlagen ins Verteilnetz.

Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze: Die StromVV regelt auch die Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze. Die Kosten für erzeugungsbedingte Verstärkungen werden neu über das Übertragungsnetz solidarisch auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt.

Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV, vZEV): Beim Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ist nun auch ein «virtueller ZEV» möglich. Das heisst, dass die Anschlussleitungen und die lokale elektrische Infrastruktur beim Netzanschlusspunkt des Verteilnetzes auf der Niederspannungsebene genutzt werden dürfen. In diesem Zusammenhang werden Netzbetreiber verpflichtet, dass ihre intelligenten Messsysteme auch für die Abrechnung des Eigenverbrauchs im ZEV verwendet werden dürfen. Die Netzbetreiber können zur Installation intelligenter Messsysteme gezwungen werden.

Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG): LEG ermöglichen die lokale Vermarktung des selbst erzeugten Stroms über das öffentliche Netz innerhalb eines Quartiers oder auch einer Gemeinde. Die StromVV definiert, in welchem Umfang Erzeugungskapazität in die Gemeinschaft eingebracht werden muss und auf welchen Netzebenen die Teilnehmenden angeschlossen sein dürfen. Der in einer LEG gehandelte Strom ist selbst erzeugt und profitiert von einem reduzierten Netznutzungstarif. Die StromVV legt dafür einen Abschlag von 40% (20% bei Nutzung mehrerer Netzebenen) fest.

Harmonisierung der Rückspeisevergütung: Verteilnetzbetreiber müssen den Strom, der von Stromproduktionsanlagen ins Netz eingespeist wird, abnehmen und angemessen vergüten. Falls sich Anlagen und Netzbetreiber über die Höhe der Vergütung nicht einigen können, richtet sich die Vergütungshöhe neu nach dem «vierteljährlich gemittelten Marktpreis». Dadurch werden die Produzenten vor kurzfristigen

[1] Auf die mit dem neuen Bundesgesetz «Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass)» zusammenhängenden Gesetzesänderungen im Raumplanungsgesetz (RPG) und im Waldgesetz (WAG) wird in dieser Zusammenfassung nicht eingegangen.

Marktpreisschwankungen geschützt. Um die Produzenten zusätzlich vor sehr tiefen mittleren Marktpreisen zu schützen, gibt es neu Minimalvergütungen für Stromproduktionsanlagen.

Netznutzungstarifierung: Flexible Endverbraucherinnen und Endverbraucher sollen Anreize erhalten, ihren Stromverbrauch an die Netzbelastung auszurichten und damit das Stromnetz zu entlasten (z.B. in Spitzenbelastungszeiten die Waschmaschine nicht laufen lassen oder das Elektrofahrzeug nicht laden). Das verstärkt die Verursachergerechtigkeit und kann mittel- bis langfristig auch den Netzausbaubedarf verringern. Neu werden deshalb dynamische (zeitlich variable) oder auch örtlich differenzierte Netztarife ermöglicht. Sie signalisieren aktuelle Netzengpässe und die Verbraucher sowie Prosumer können so ihren Verbrauch oder ihre Produktion und Speicherung entsprechend anpassen.

Rückerstattung Netznutzungsentgelt: Drei Kategorien von Anlagen können die Rückerstattung des Netznutzungsentgelts verlangen: Speicher mit Endverbrauch (z.B. stationäre Batterie in einem Haus, bidirektionale Ladestationen oder Elektrofahrzeuge als mobile Speicher), Umwandlungsanlagen (zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetische Gase oder Brennstoffe), sowie Umwandlungsanlagen als Pilot- und Demonstrationsanlagen. Die StromVV enthält die Vorgaben zur Rückerstattung.

Rolle der Energie-Grundversorger bei der Umsetzung von Effizienzvorgaben: Auf alle Elektrizitätslieferanten, einschliesslich der Grundversorger, kommt gemäss revidiertem EnG ein neues Regelwerk mit Effizienzaufgaben zu. Elektrizitätslieferanten erhalten Zielvorgaben, die darauf abzielen, die Energieeffizienz bei bestehenden elektrischen Geräten, Anlagen und Fahrzeugen bei Endverbrauchern zu steigern.

Smart Metering sowie Digitalisierung von Netzbetrieb und Energieversorgung: Die Einführung von Smart Metern ist eine zentrale Voraussetzung, um Flexibilitäten messbar und steuerbar zu machen. Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger sind gesetzlich verpflichtet, bis 2027 mindestens 80 % der herkömmlichen Stromzähler durch intelligente Messsysteme, sogenannte Smart Meter, zu ersetzen. Smart Meter ermöglichen es den Kunden, ihren Energieverbrauch detailliert zu verfolgen und zu analysieren. Daten aus Smart Metern und deren Aufbereitung über das Energiedatenmanagement und deren Darstellung über das Kundenportal ermöglichen Massnahmen zum Flexibilitätsmanagement, d.h. Erzeugung und Verbrauch dynamisch zu optimieren.

Änderungen im Messwesen: Die Netzbetreiber bleiben in ihrem Netzgebiet weiterhin für das Messwesen zuständig. Neu müssen sie verursachergerechte Messtarife festlegen und diese veröffentlichen. Das Messentgelt ist den Kundinnen und Kunden in der Rechnung gesondert vom Netznutzungsentgelt auszuweisen. Zusätzlich müssen die Endverbraucherinnen und Endverbraucher über die Entwicklung ihres Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr, den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs anderer Endverbraucher in ihrer Kundengruppe informiert werden.

Änderungen in der Informationspflicht des Energieversorgers an die Endkunden: Die StromVV legt neu fest, dass Tarifänderungen in der Grundversorgung den Endkunden begründet werden müssen. Die Kommunikation betrifft sowohl die Änderungen in den zugrundeliegenden Kosten, sowie in den Tarifkomponenten. Die Kommunikation hat in schriftlicher Form gleichzeitig mit der Tarifpublikation bis spätestens 31. August zu erfolgen. Weiter verlangt die StromVV, dass Verteilnetzbetreiber Endverbraucher in der Grundversorgung auf deren Rechnungen über die Entwicklung des individuellen Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr, über die Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen, um den Energieverbrauch zu reduzieren und über den durchschnittlichen Verbrauch sowie die Bandbreite des Verbrauchs innerhalb der jeweiligen Kundengruppe informieren. Diese Vorgaben zielen darauf ab, den Endverbrauchern ein besseres Verständnis ihres Energieverbrauchs zu vermitteln und sie zu energieeffizientem Verhalten zu motivieren.

Vorgaben, Anforderungen und Einführung eines Kundenportals: Um die weitreichenden neuen Anforderungen des Mantelerlasses an einen Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorgers mit Endkundengeschäft erfüllen zu können, ist die Einführung eines Kundenportals unabdingbar. Mit einem Kundenportal soll eine digitale Plattform für die Kundinnen und Kunden der Energieversorgung geschaffen werden. Obwohl das Gesetz selbst keine direkte Vorgabe für die Einführung eines Kundenportals macht, könnten die Entwicklungen im Bereich der nationalen Energiedateninfrastruktur dazu führen, dass Energieversorgungsunternehmen ihren Kundinnen und Kunden künftig erweiterte digitale Dienstleistungen anbieten. Mit einem Kundenportal wird der Zugang zu persönlichen Energiedaten erleichtert und die Transparenz bezüglich Energieverbrauch erhöht. Aus den Erkenntnissen der Optimierung des Energieverbrauchts werden auch gute Voraussetzungen für das Flexibilitätsmanagement geschaffen.

Einführung nationale Datenplattform für Austausch energiewirtschaftlicher Daten: Mit dem Mantelerlass wird eine nationale Datenplattform (Swiss Datahub) für den Austausch von energiewirtschaftlichen

Daten eingeführt. Die StromVV regelt den Prozess zur Konstituierung und zum Aufbau der Datenplattform. Die Datenplattform soll auch den Datenzugang für Endverbraucherinnen und Endverbraucher sowie von ihnen berechtigter Dritter gewährleisten. Die Datenplattform soll die Stellung von Endverbraucherinnen und Endverbraucher im Prozess der digitalen Transformation des Stromsystems stärken. Nicht zuletzt soll damit die digitale Innovation und der Energiedienstleistungsmarkt gestärkt werden, indem Dienstleister oder Dritte ebenfalls vereinfachten und standardisierten Zugang über die Plattform zu den Daten der Endverbraucher erhalten. Der Aufbau wird in Phasen gegliedert mit eindeutigen Vorgaben zur Anbindung von Messpunkten an die nationale Datenplattform.

Vorgaben in der Cyber Sicherheit von Netzbetrieb und Energieversorgung: Im revidierten StromVG und in der StromVV wurden neue Bestimmungen zur Cybersicherheit eingeführt, die am 1. Juli 2024 in Kraft traten. Die Betreiber von Stromnetzen, Stromproduzenten und relevante Dienstleister sind verpflichtet, angemessene organisatorische und technische Massnahmen zu ergreifen, um die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ihrer Systeme gegen Cyberbedrohungen zu schützen. Die spezifischen Anforderungen richten sich nach dem vom Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) herausgegebenen IKT-Minimalstandard.

Einführung Sunshine-Regulierung: Die Vorlage führt neu eine gesetzliche Grundlage für die «Sunshine-Regulierung» ein. Dieses Transparenzinstrument soll bei den Netzbetreibern zu einer höheren Effizienz und qualitativ guten Dienstleistungen beitragen. Die von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) erhobenen Daten ermöglichen den Vergleich zwischen den Netzbetreibern, beispielsweise zur Versorgungsqualität, Netznutzungs- und Elektrizitätstarifen, Qualität der Dienstleistungen oder Investitionen in intelligente Netze. Die Resultate müssen neu jährlich von der ElCom veröffentlicht werden.

Umsetzung Flexibilitätsmanagement: Das neue Stromversorgungsgesetz fördert die Digitalisierung, die weitere Marktöffnung sowie die bessere Integration erneuerbarer Energien und bietet Anreize für das Flexibilitätsmanagement bei den Verbrauchern wie auch bei den Versorgern. Die Flexibilität beim Stromverbrauch oder bei der Einspeisung von selbst produziertem Strom ins Netz gehört dem Flexibilitätsinhaber, also den Endverbrauchern, den Erzeugern und den Speicherbetreibern. Sie können die Flexibilität vertraglich an andere Nutzer (z.B. Verteilnetzbetreiber oder Aggregatoren) verkaufen. Wenn der Verteilnetzbetreiber diese Flexibilität nutzen will, muss er sich diese vertraglich sichern und vergüten, beispielsweise durch reduzierte Netznutzungsentgelte.

Entwicklung und Einführung dynamischer Stromtarife: Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) enthält spezifische Vorgaben zur Förderung dynamischer Stromtarife. Damit sollen Anreize für einen flexiblen Stromverbrauch geschaffen und somit die Integration erneuerbarer Energien sowie die Netzstabilität verbessert werden. Auch zielt der Mantelerlass mit dynamischen Stromtarifen darauf ab, die Energieeffizienz zu steigern, und die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten. Das Hauptziel ist es, die Nachfrage flexibel zu gestalten, um die Integration erneuerbarer Energien zu fördern und um die Abhängigkeit von fossilen oder konventionellen Kraftwerken zu reduzieren sowie das Stromnetz zu entlasten.

Inhaltsverzeichnis

Management Summary **3**

1 Einleitung **8**

2 Neugestaltung der Grundversorgung **9**
2.1 Mindestanteile an erneuerbaren Energien aus der Schweiz 9
2.2 Aufhebung der Durchschnittspreismethode 9
2.3 Standardstromprodukt 9

3 Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen ins Verteilnetz **11**
3.1 Förderung dezentraler Photovoltaikanlagen (PVA) 11
3.2 Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze 11

4 Eigenverbrauchsgemeinschaften und dezentrale Erzeugungseinheiten **13**
4.1 Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV) 13
4.2 Virtueller Zusammenschluss zu Energieverbrauchsgemeinschaften (vEVG) 14
4.3 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) 14

5 Einbindung Elektro-Mobilität mit E-Autos und E-Ladestationen **18**

6 Harmonisierung der Rückspeisevergütung **19**

7 Rückerstattung Netznutzungsentgelt **20**

8 Smart Metering sowie Digitalisierung von Netzbetrieb und Energieversorgung **22**
8.1 Duldung von Smart Metern (intelligenten Messsystemen) 22
8.2 Duldung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen 22

9 Änderungen im Messwesen **24**
9.1 Zuständigkeit 24
9.2 Messtarifgestaltung 24
9.3 Informationsprozesse und nationale Datenplattform 25
9.4 Datenschutz bei Daten aus intelligenten Mess-, Regel- und Steuersystemen 27

10 Umsetzung von Flexibilitätsmanagement **29**
10.1 Einführung ins Flexibilitätsmanagement 29
10.2 Rolle der Energie-Grundversorger im Flexibilitätsmanagement 31
10.3 Rolle der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement 31
10.4 Verteilnetzbetreiber (VNB) als Speicherbetreiber 32

11 Änderungen in der Informationspflicht und Rechnungsstellung **33**
11.1 Kommunikation von Tarifänderungen 33
11.2 Information zur Rechnungsstellung 34
11.3 Vorgaben für den Einsatz eines Kundenportals 34
11.4 Ziele und Nutzen der Einführung eines Kundenportals 35

12 Rolle der Energie-Grundversorger bei der Umsetzung von Effizienzvorgaben 37

13 Vorgaben in der Cybersicherheit von Netzbetrieb und Energieversorgung 38
13.1 Schutz der Infrastruktur vor Cyberbedrohungen 38
13.2 Informationspflicht bei Cybervorfällen gemäss Informationssicherheitsgesetz 38

14 Einführung der Sunshine-Regulierung und Effizienzsteigerung im Netzbetrieb 39

15 Entwicklung und Einführung von dynamischen Stromtarifen 40
15.1 Förderung von dynamischen Stromtarifen durch den Mantelerlass 40
15.2 Vorgaben des Mantelerlasses bezüglich dynamischer Stromtarife 42

Literaturverzeichnis und Quellenangaben 43

1 Einleitung

Das neue, mit der Volksabstimmung vom 9. Juni 2024 genehmigte, Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) wird für die Energieversorgung in der Schweiz als komplexe Gesetzesnovelle eingestuft, da es Änderungen von gleich zwei bestehenden Gesetzen, nämlich dem Energiegesetz (EnG) und dem Stromversorgungsgesetz (StromVG) umfasst[2]. Für beide Ausgangsgesetze wurden auch Verordnungen verfasst: für das EnG das EnV und für das StromVG das StromVV. Für das neue Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurden auch Änderungen an den besagten Verordnungen wie auch an weiteren, damit zusammenhängenden, Verordnungen vorgenommen.

Den Vollzug dieses neuen Bundesgesetzes hat der Bundesrat am 20. November 2024 in verschiedenen Verordnungen präzisiert. Um der Energieversorgungsbranche genügend Zeit für die Umsetzung der Massnahmen zu geben, hat der Bundesrat die Gesetzesänderungen und die Verordnungen gestaffelt in Kraft gesetzt. Das erste Paket ist per 1. Januar 2025 in Kraft gesetzt worden und das zweite Paket wird per 1. Januar 2026 in Kraft gesetzt. Weitere Massnahmen werden voraussichtlich in den darauffolgenden Jahren in Kraft gesetzt werden.

Hier einige auf Verordnungsstufe verankerte relevante Themen, die mit dem neuen Stromversorgungsgesetz zum Tragen kommen: Das EnV enthält unter anderem neue Regelungen zu den Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV, vZEV, LEG), zu Effizienzmassnahmen und zum neuen Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe. Die Energieförderungsverordnung definiert unter anderem den Vollzug der neuen gleitenden Marktprämie und der Projektierungsbeiträge, erhöht den Bonus bei der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen an Fassaden und führt einen Bonus für Photovoltaikanlagen über Parkplatzarealen ein. Die Stromversorgungsverordnung bringt unter anderem Neuerungen bei der Grundversorgung, welche mit inländischem erneuerbarem Strom gestärkt werden soll. Dabei wird ein Mindestanteil aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland von 20 Prozent, der in der Grundversorgung abgesetzten Energie festgelegt. Zudem wird das UVEK bis spätestens Ende 2030 prüfen, in welchem Umfang der Mindestanteil erhöht werden kann, ohne dass es dabei zu unverhältnismässigen Erhöhungen der Tarife für Endverbraucherinnen und Endverbraucher in der Grundversorgung kommt. Diese Verordnung regelt auch die Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze und führt eine nationale Datenplattform für den Austausch von energiewirtschaftlichen Daten ein. Im Sinne der Verfahrenseffizienz wird mit der Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien auch die CO2-Verordnung angepasst. Es geht dabei um die periodische Anpassung von Berechnungsparametern.

Das neue Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) mit den dazugehörenden Verordnungen umfasst alle Aspekte und Akteure, die mit einer sicheren Stromversorgung mit erneuerbaren Energien befasst sind. Im Vordergrund stehen die Neugestaltung der Grundversorgung mit den Mindestanteilen an inländischen erneuerbaren Energien, die neuen Möglichkeiten des virtuellen ZEVs und LEGs sowie die Rolle der Energieversorger bei den Effizienzmassnahmen.

In diesem Themenpapier werden die wichtigsten Änderungen, welche die lokalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Endkundengeschäft betreffen, zielgruppengerecht zusammengefasst, ohne Anspruch auf Vollständigkeit. Der Fokus wird auf die vom Bundesrat bereits beschlossenen Massnahmenpakete gelegt, welche per 1. Januar 2025, bzw. per 1. Januar 2026 in Kraft gesetzt wurden .

[2] Auf die mit dem neuen Bundesgesetz «Sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass)» zusammenhängenden Gesetzesänderungen im Raumplanungsgesetz (RPG) und im Waldgesetz (WAG) wird in dieser Zusammenfassung nicht eingegangen.

2 Neugestaltung der Grundversorgung

2.1 Mindestanteile an erneuerbaren Energien aus der Schweiz

Mit dem revidierten Stromversorgungsgesetz (StromVG) werden die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz und die Versorgungssicherheit gestärkt. Im Art. 6 Abs. 5 Bst. b StromVG, sind die Vorgaben zur Neugestaltung der Grundversorgung mit Mindestanteilen an inländischen erneuerbaren Energien festgelegt. Dieser Artikel verpflichtet Verteilnetzbetreiber mit Grundversorgungsauftrag ab 1. Januar 2025 dazu, einen bestimmten Mindestanteil ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien in der Grundversorgung abzusetzen (Mindestanteil 1). Zudem müssen sie einen festgelegten Mindestanteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland in der Grundversorgung bereitstellen (Mindestanteil 2). Die genauen Prozentsätze und Bedingungen werden in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt. Gemäss Artikel 4a StromVV müssen Verteilnetzbetreiber ab dem Tarifjahr 2026 mindestens 50 % ihrer erweiterten Eigenproduktion aus inländischen erneuerbaren Energien in der Grundversorgung einsetzen. Falls die Eigenproduktion nicht ausreicht, sind sie verpflichtet, die fehlende Menge durch mittel- bis langfristige Bezugsverträge mit einer Mindestlaufzeit von drei Jahren zu decken. Zudem ist festgelegt, dass mindestens 20 % des in der Grundversorgung gelieferten Stroms aus inländischen erneuerbaren Energien stammen müssen.

Diese Regelungen traten am 1. Januar 2025 in Kraft und die vorgeschriebenen Mindestanteile an erneuerbaren Energien müssen ab dem Tarifjahr 2026 erfüllt werden. Für viele Verteilnetzbetreiber gilt es nun sicherzustellen, dass sie für die Lieferung im Jahr 2026 die Mindestanteile an inländischer erneuerbarer Energie erreichen und die Tarifierung entsprechend gestalten können. Zur Erreichung der Mindestanteile müssen sowohl die erneuerbare Energie als auch die dazugehörenden Herkunftsnachweise (HKN) erworben werden. Die Forderung nach 20 % erneuerbaren Energien aus inländischen Anlagen kann Verteilnetzbetreiber ohne grosse Eigenproduktion vor erhebliche Herausforderungen stellen. Da gewisse Energieversorger bereits Energie für die kommenden paar Jahre beschafft haben, hat die ElCom eine Übergangsfrist von zwei Jahren festgelegt, während denen es ausreicht, für die Erreichung des Mindestanteils 2 lediglich die HKN zu beschaffen[3]. Neben der Abnahme lokal produzierter Energie von privaten Kleinproduzenten müssen langfristige Strombezugsverträge (PPAs = Power Purchase Agreements) mit grösseren Produzenten abgeschlossen werden. Die Beschaffungsstrategie muss entsprechend angepasst werden.

2.2 Aufhebung der Durchschnittspreismethode

Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die ihren Stromlieferanten nicht frei wählen können, hatten durch die bisherige Ausgestaltung ihrer Grundversorgung Preisnachteile. Dies wird behoben, indem die sogenannte Durchschnittspreismethode abgeschafft wird. Neu werden die Beschaffungsstrategien für die Grundversorgung und die freien Marktkunden getrennt. Eine Quersubventionierung zugunsten des freien Markts auf Kosten der Grundversorgung ist so nicht mehr möglich.

2.3 Standardstromprodukt

Verteilnetzbetreiber müssen gemäss Art. 6 Abs. 2bis StromVG und Art. 4b StrommVV ab dem Tarifjahr 2028 ihr Standardstromprodukt in der Grundversorgung so ausgestalten, dass in jedem Quartal ein inländischer «Grünstromanteil» von mindestens zwei Dritteln erreicht wird. Dazu müssen für mindestens zwei Drittel des in einem Quartal gelieferten Stroms Herkunftsnachweise mit inländischer und erneuerbarer Herkunft verwendet werden. Besonders für die Winterquartale mit geringer PV-Einspeisung dürfte dies eine Herausforderung darstellen. Es ist zu erwarten, dass die Preise für HKN im ersten und vierten Quartal des Jahres steigen werden. Deshalb muss bereits heute an das 2028 anzubietende Standardstromprodukt gedacht werden. Eine mehrjährige Beschaffungsstrategie und strukturierte Beschaffung der HKN wie bei der Energie wäre deshalb überlegenswert.

[3] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, Übergangsfrist zur Erfüllung des Mindestanteils aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland von 20 Prozent (Mindestanteil 2), Weisung 3/2025 vom 18. März 2025

Artikel 4b StromVV stellt klar, dass es bei den Anforderungen des Standardstromprodukts (Art. 6 Abs. 2bis 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 um den Erwerb von Herkunfts-nachweisen (HKN), die anschliessend für die Stromkennzeichnung verwendet werden. Der Artikel konkretisiert die Gesetzesvorgabe - insbesondere auf der Nutzung von inländischer erneuerbarer Energie - dahingehend, dass im Minimum ein inländischer «Grünstromanteil» von zwei Dritteln während jedem Quartal zu erreichen ist.

3 Einbindung von dezentralen Energieerzeugungsanlagen ins Verteilnetz

3.1 Förderung dezentraler Photovoltaikanlagen (PVA)

Ein wesentliches Ziel der revidierten Stromgesetzgebung ist die Unterstützung des Ausbaus der Produktion von Strom auf Gebäuden. Deshalb gibt es weiterhin finanzielle Beiträge für Solaranlagen auf Dächern und an Fassaden. Die dezentralen Erzeugungsanlagen müssen effizient in die Verteilnetze eingebunden werden können. Die lokalen Verteilnetzbetreiber sind gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVG verpflichtet, dezentrale Erzeugungsanlagen wie PVA an ihr Netz anzuschliessen und deren Integration zu gewährleisten. Dabei müssen sie sicherstellen, dass der Netzanschluss unter Einhaltung technischer Standards und Sicherheitsanforderungen erfolgt.

3.2 Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze

3.2.1 Vergütungen an die Verteilnetzbetreiber

Um den zunehmend dezentral erzeugten Strom abtransportieren und die Verbraucher zuverlässig mit Strom versorgen zu können, braucht es Verstärkungen in den Stromverteilnetzen. Die Kosten müssen, sofern sie durch PVA ausgelöst wurden, neu nicht mehr direkt den Netzkosten des betroffenen VNB angerechnet werden, sondern werden solidarisch auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt. Die Bedingungen sind im Artikel 15b des StromVG in den Absätzen 1 bis 4 geregelt.

Für Verstärkungen auf der Niederspannungsebene erfolgt die Vergütung pauschalisiert in Abhängigkeit der neu installierten Erzeugungsleistung. Dabei ist es unerheblich, wie hoch die tatsächlichen Realisierungs-kosten ausfallen. Die VNB melden der Swissgrid monatlich Leistung, Standort und Inbetriebnahmedatum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen und erhalten einmal jährlich (im Folgejahr) die Auszahlung. Der Bundesrat hat in Art. 13e Abs. 2 StromVV die Pauschale auf 59 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung festgelegt.

Für Verstärkungen auf der Mittelspannungsebene muss ein Bewilligungsgesuch für die tatsächlichen Kosten bei der ElCom eingereicht werden. Gleich behandelt werden Anlagen, welche direkt an die Transformationsebene zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Die bewilligten Netzverstärkungskosten werden dann durch die Swissgrid an die Verteilnetzbetreiber vergütet. Aktuell ist keine Obergrenze für die Vergütung festgelegt.

3.2.2 Vergütungen an die Netzanschlussnehmer

Bisher trägt beim Anschluss von Produktionsanlagen der Produzent die Kosten bis zum Netzanschlusspunkt, der Netzbetreiber trägt die Kosten ab dem Netzanschlusspunk. Dies ist heute so in Artikel 10 der EnV geregelt. Dies galt bisher auch für notwendige Verstärkungen dieser Anschlussleitungen. Mit dem Artikel 15b Absatz 5 StromVG passt der Gesetzgeber dieses Prinzip ausschliesslich für die Verstärkung von bestehenden Anschlussleitungen an, welche durch die zusätzlichen Anlagen erneuerbarer Produktion hinter dem Hausanschlusspunkt nötig sind. Für grössere Produktionsanlagen mit einer Leistung über 50 kW[4] sieht der Gesetzgeber neu ebenfalls eine Solidarisierung durch Anlastung der Verstärkungskosten an das Übertragungsnetz vor. Darunter fallen zum Beispiel Leitungen von Bauernhöfen, welche auf ihren Scheunendächern PVA installieren. Anlagenbetreiber werden so finanziell ebenfalls entlastet. Der Bundesrat hat mit Art. 13e, Abs. 3 StromVV die Vergütung auf höchstens 50 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung begrenzt.

Die StromVV weist in Art. 13f dem VNB verschiedene Aufgaben im Zusammenhang mit den Verstärkungen der Anschlussleitungen zu. Er hat Swissgrid monatlich Leistung, Standort und Inbetriebnahme-datum der neu angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu melden. Weiter hat er an die Swissgrid monatlich den Antrag für die Vergütungen zu stellen und diese den Produzenten zu erstatten. Schliesslich muss er für diese Vergütungen einheitliche Grundlagen für sein Verteilnetzgebiet erarbeiten.

[4] Gemäss EnV, Art. 13, Abs. 1 bemisst sich die Leistung einer Photovoltaikanlage nach der normierten Gleichstrom-Spitzenleistung der Vorderseite des Solarstromgenerators.

3.2.3 Rolle und Aufgaben der ElCom

Die ElCom hat im Zusammenhang mit der Solidarisierung der erzeugungsbedingten Netzverstärkungskosten gemäss Art. 13f Abs. 3 StromVV drei Aufgaben. Sie ist einerseits Bewilligungsinstanz für die Vergütungen von Verstärkungen auf den Netzebenen 5 und 6. Weiter hat sie eine Kontrollfunktion bezogen auf die Vergütungen für Netzverstärkungen auf Netzebene 7 sowie den Anschlussleitungen. Schliesslich hat sie die korrekte Verbuchung der Investitionen und Abgeltungen in der Kostenrechnung zu regeln. Letzteres bezweckt, dass auf bereits vergütete Investitionen keine ungerechtfertigten Gewinne erzielt werden können.

4 Eigenverbrauchsgemeinschaften und dezentrale Erzeugungseinheiten

Im neuen Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) sind im Art. 16 EnG auch die neuen Möglichkeiten des Eigenverbrauchs und im Art. 17 EnG des virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (vZEV) und im Artikel 17a StromVG die Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) geregelt.

4.1 Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (vZEV)

Die Vorgaben zur Realisierung von virtuellen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (vZEV) sind im revidierten Energiegesetz (EnG) festgelegt. Insbesondere ermöglicht Artikel 17 Absatz 1 des EnG den Zusammenschluss von mehreren Endverbrauchern zum gemeinsamen Eigenverbrauch. Der Bundesrat hat die Befugnis, die Definition des "Orts der Produktion" zu erweitern, um die Bildung eines virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (vZEV) zu erleichtern.

Die spezifischen Vorgaben zur Realisierung eines vZEV sind in der Schweizer Energieverordnung (EnV) festgelegt. Insbesondere regelt Artikel 14 der EnV die Bedingungen für den Eigenverbrauch:

- Artikel 14 Absatz 2 ermöglicht, dass der Ort der Produktion weitere Grundstücke umfassen kann, sofern die selbst produzierte Elektrizität auch auf diesen Grundstücken ohne Inanspruchnahme des Verteilnetzes verbraucht werden kann.
- Artikel 14 Absatz 3 erlaubt auf der Spannungsebene unter 1 kV die Nutzung der Anschlussleitung und der lokalen elektrischen Infrastruktur beim Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch.

Diese Bestimmungen traten am 1. Januar 2025 in Kraft und erleichtern die Bildung von vZEV, indem sie es erlauben, bestehende Anschlussleitungen für den gemeinsamen Eigenverbrauch zu nutzen, ohne dass physische Verbindungen zwischen den beteiligten Liegenschaften erforderlich sind. Dadurch können mehrere Parteien ihren selbst erzeugten Strom gemeinsam nutzen. Zusätzlich legt Artikel 15 der EnV fest, dass die gesamte Produktionsleistung des Zusammenschlusses mindestens 10 Prozent der gesamten Anschlussleistung betragen muss.

Die Versorgung der Teilnehmer innerhalb eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch durch den Grundeigentümer erfolgt auf zivilrechtlicher Basis (OR/ZGB). Für Endverbraucher, die nicht am Zusammenschluss teilnehmen, bildet das StromVG die rechtliche Basis.

Zwischenzeitlich hat der Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) das revidierte Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER - 2025) herausgegeben, welches insbesondere das Thema Nutzung der Anschlussleitung genauer definiert. Demnach sind Zusammenschlüsse von Teilnehmern erlaubt welche:

a) an derselben Verteilkabine (VK) (identische Sammelschiene im VK),
b) an derselben unterspannungsseitigen Sammelschiene an einer Trafostation der Netzebene 6
oder
c) an derselben Muffe eines Muffennetzes

angeschlossen sind.

Der Grundeigentümer ist der Vertragspartner des VNB in Bezug auf Netzanschluss, Netznutzung, Einrichtung des Eigenverbrauchs und – innerhalb der Grundversorgung – für die Energielieferung. Der Zusammenschluss tritt gegenüber dem VNB als ein einziger Endverbraucher auf. Er bestimmt Verant-wortlichen gegenüber dem VNB, den er entsprechend bevollmächtigen muss.

Sämtliche abrechnungsrelevanten Messeinrichtungen gegenüber dem Zusammenschluss sowie die gesetzlich vorgeschriebenen Produktions- und Speichermessungen sind immer in der Verantwortung des VNB. Dieser bestimmt die Messapparate und Messkonzepte.

Der ZEV/vZEV wird vom VNB in Bezug auf das Netznutzungsentgelt, der Energielieferung und der Abgaben wie ein einziger Endverbraucher behandelt. Alle Komponenten des Elektrizitätstarifs werden nach dem Bezugsprofil und nicht dem Verbrauchsprofil der ZEV/vZEV abgerechnet. Ein ZEV/vZEV ohne Netzzugang fällt in die Grundversorgung des VNB.

Für weitere Details zur Behandlung der ZEV/vZEV siehe das revidierte VSE-Handbuch Eigenverbrauchsregelung (HER - 2025) Insbesondere die Rechte und Pflichten des VNB (Kap. 4.5) und des EVU (Kap. 4.6) sowie Checkliste zum Verhältnis VNB-Grundeigentümer (Anhang A 3).

4.2 Virtueller Zusammenschluss zu Energieverbrauchsgemeinschaften (vEVG)

Viele VNB bieten an der Stelle eines vZEV ein alternatives Modell an: einen virtuellen Zusammenschluss zu einer Energieverbrauchsgemeinschaften (vEVG), auch bekannt als Praxismodell. Der Nachteil des ZEV für den VNB ist, dass er die einzelnen Verbraucher des Zusammenschlusses als Kunden verliert, da der ZEV als ‚ein' Anschlussnehmer auftritt. Einzelne VNB haben deshalb ein Praxismodell entwickelt, häufig Energieverbrauchsgemeinschaften (EVG) genannt. Die ElCom hat sich dazu geäussert und die Bedingungen festgehalten, welche für eine gesetzeskonforme Umsetzung eingehalten werden müssen. Bei diesem Modell bleiben die einzelnen Verbraucher Kunden des VNB und letzterer übernimmt das Messwesen und die Bilanzierung für die Verrechnung des intern geteilten Stroms und des Bezugs vom Netz. Häufig wird vom VNB auch gleich die Rechnungsstellung mit angeboten.

4.3 Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG)

LEG sind Zusammenschlüsse von Verbrauchern, Produzenten und Speichern auf lokaler Ebene. Ziel des Gesetzgebers ist es, den Eigenverbrauch zu maximieren, erneuerbare Energien besser zu integrieren und die Abhängigkeit vom überregionalen Stromnetz zu reduzieren. Die gesetzlichen Vorgaben sind im StromVG in den Artikeln 17a^{bis} (intelligente Messysteme), 17d (Bildung von lokalen Elektrizitätsgemeinschaften) und 17e (Versorgung der Gemeinschaft, Beanspruchung des Netzes und Entgelte) festgehalten. Die StromVV enthält in den Art. 19e bis 19h die spezifischen Umsetzungsvorgaben. Es gibt weitere Artikel im Gesetz und der Verordnung, welche auf die LEG Bezug nehmen.

Da nur Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energien an einer LEG teilnehmen dürfen, können fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK) als Produzenten nicht teilnehmen. Ein Endverbraucher, der eine WKK im Eigenverbrauch betreibt, dürfte wohl als Bezüger in der LEG teilnehmen. Die Überschüsse der WKK dürften wohl aber nicht innerhalb der LEG veräussert werden.

Im Gegensatz zu einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) gilt die LEG nicht als einzelner Endverbraucher. Stattdessen bleiben die einzelnen Endverbraucher Kunden des VNB. Nach Art. 17e Abs. 4 StromVG schuldet jeder einzelne LEG-Teilnehmer dem VNB das Netznutzungsentgelt und das Entgelt für Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung. Anders als bei einem ZEV stehen die einzelnen Teilnehmer der LEG also weiter in einem Vertragsverhältnis mit dem VNB.

4.3.1 Voraussetzungen, Errichtung, Mutation und Auflösung

Für die Errichtung einer LEG gelten verschiedene Vorgaben:

- Alle Teilnehmer liegen im gleichen Netzgebiet, auf der gleichen Netzebene (Art. 17d Abs. 2 Bst. a StromVG).
- Anschlüsse sind nur auf den Netzebenen 5 bis 7 möglich Art. 19e Abs. 3 StromVV)
- Spannungsebenen über 36 kV dürfen für den Austausch der selbst erzeugten Elektrizität innerhalb der Gemeinschaft nicht in Anspruch genommen werden (Art 19e Abs. 3 StromVV)
- Die Ausdehnung kann maximal das Gebiet einer Gemeinde umfassen (Art. 17d Abs. 3 StromVG)
- Die Leistung der in der Gemeinschaft eingesetzten Erzeugungsanlagen muss mindestens 5 Prozent der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbrauchern betragen (Art. 19e Abs 1 StromVV)[5]
- Endverbraucher dürfen pro Verbrauchsstätte nur an einer LEG teilnehmen. Dasselbe gilt für Erzeugungsanlangen und Speicher (Art. 19e Abs. 4 StromVV)

Die Voraussetzung, dass nur die Netzebenen 5 bis 7 verwendet werden dürfen, kann dazu führen, dass LEG nicht über das gesamte Verteilnetz eines VNB möglich sind. Sind in einem Verteilnetz mehrere Übergabestellen an das vorgelagerte Übertragungsnetz vorhanden, teilt sich das Verteilnetz in mehrere

[5] Für Details zur Leistungsberechnung siehe VSE Branchenempfehlung BD LEG – CH 2025, Kap. 4.5 Leistungsberechnung

Teilnetze auf. Teilnehmer aus verschiedenen Teilnetzen können untereinander keine LEG bilden, da die Elektrizität über höhere Netzebenen (NE3/4) transportiert werden müsste. Für die Beurteilung gilt der normale Schaltzustand. Wird dieser aufgrund von Netzerweiterungen oder -optimierung dauerhaft geändert, kann der Fall eintreten, dass die für bestehende LEG geltenden Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind. Dies gilt nicht für temporäre Änderungen von Schaltzuständen.

Die Voraussetzungen aus den Absätzen 1,3 und 4 der StromVV sind zwingend. Der Verteilnetzbetreiber darf die LEG nicht mehr als eine solche behandeln, wenn mindestens eine Voraussetzung nicht mehr erfüllt ist.

Den Verteilnetzbetreibern fallen im Zusammenhang mit LEG verschieden Pflichten zu. So sind sie bei der Bildung von Gemeinschaften zur Mitwirkung verpflichtet. Innerhalb von 15 Arbeitstagen nach einer Anfrage müssen sie den an einer Teilnahme interessierten Personen die relevante Netztopologie und die Anschlusssituation der Endverbraucher, der Erzeugungsanlagen und der Speicher bekannt geben (Art. 19g Abs. 3 StromVV). Dabei sind die Vorgaben des Datenschutzes zu beachten. Gemäss Branchenempfehlung Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (BD LEG - CH 2025) gehören zur relevanten Netztopologie Gebäudeadressen, die ohne Vollmacht bekannt gegeben werden dürfen. Zur Bekanntgabe von kundenspezifischen Daten wie zum Beispiel Anschlussleistungen, Verbräuche und Kontaktdaten muss die Zustimmung der betroffenen Kunden vorhanden sein. Für die Bereitstellung können die VNB Hilfsmittel zur Verfügung stellen. Dazu zählen unter anderem Web-Portale oder Planauszüge, welche die Netzsituation einfach visualisieren. Wie weit man diesbezüglich gehen möchte, hängt von der Grösse des Netzgebiets des jeweiligen VNB ab. Für etwas grössere VNB dürfte sich der Aufwand in die Realisierung eines Web-Portals lohnen, um den administrativen Aufwand zu verringern. Gemäss der oben erwähnten Branchenempfehlung des VNB können Teilnehmer für die Bildung, Auflösung, Interaktion und Kommunikation zur ausschliesslichen Nutzung dieser Kommunikationsmöglichkeit verpflichtet werden. Auf jeden Fall ist eine gute digitale Datenbasis in Form eines Netzwerk- und Geoinformationssystem (NIS/GIS) eine wichtige Voraussetzung, für eine effiziente Abwicklung.

Die Teilnehmer einer LEG müssen sich selbst organisieren. Insbesondere haben sie die Versorgung aus selbst erzeugter Elektrizität untereinander zu regeln. Das Verhältnis unter den Teilnehmenden müssen diese schriftlich untereinander vereinbaren (StromVV At. 19f, Abs. 1). Schliesslich ist eine Person als Vertreter gegenüber dem VNB zu bezeichnen (Art. 17d Abs 5 StromVG). Die Benennung einer Vertretung gegenüber dem VNB hat in einer durch den VNB eingeräumten angemessenen Frist zu erfolgen. Läuft die Frist ungenutzt ab, kann der VNB einen Teilnehmer der Gemeinschaft als Vertretung benennen (Art. 19g Abs. 2 StromVV). Es ist allenfalls für VNB interessant, die Errichtung von LEG mit einer verrechenbaren Dienstleistung zu unterstützen. Einheitliche Vertragsvorlagen, Beratung zur Tarifbildung und Abrechnung können den späteren administrativen Aufwand erleichtern.

LEG können drei Monate im Voraus auf jedes Ende eines Monats gebildet oder aufgelöst werden. Ein- und Austritte von Teilnehmenden sind mit einer Meldefrist von einem Monat ebenfalls auf jedes Ende eines Monats möglich. Der Vertreter einer LEG hat diese Informationen fristgerecht an den VNB zu liefern (Art. 19g Abs. 1 a. und b. StromVV). Wie bereits weiter oben erwähnt, darf ein VNB LEG nicht mehr als solche behandeln, wenn gewisse Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind (z.B. Verhältnis der Erzeugungsleistung zur Summe aller Bezugsleistungen). Es obliegt deshalb dem VNB eine Informationspflicht, wenn er aufgrund seiner Daten feststellt, dass eine LEG von der Auflösung bedroht ist. Es ist der LEG eine Frist einzuräumen, während welcher diese nachweisen muss, dass die Bedingungen wieder erfüllt sind. Kann dies nicht gemacht werden, ist die LEG innerhalb von 6 Monaten durch den VNB aufzulösen (siehe auch Branchenempfehlung des VSE BD LEG – CH 2025).

4.3.2 Grundversorgung und Netzzugang

Die Teilnehmer der LEG sind, wie alle Endverbraucher standardmässig in der Grundversorgung, wenn sie keinen Netzzugang haben (d.h. nicht im freien Markt sind). Jeder einzelne Teilnehmer kann aber in den Markt wechseln, wenn er die Bedingungen nach Art. 6 Abs. 2 bzw. Art. 13 StromVG erfüllt.

Nimmt ein Marktkunde an einer LEG teil, bedeutet dies nicht, dass er wieder in die Grundversorgung fällt. Der Endverbraucher als solcher bleibt bestehen. Das Kriterium für das Weiterbestehen eines Endverbrauchers ist die wirtschaftliche und örtliche Einheit nach Art. 11 Abs. 1 StromVV.

4.3.3 Reduziertes Netznutzungsentgelt

Der in einer LEG gehandelte Strom ist selbst erzeugt und profitiert von einem reduzierten Netznutzungstarif. Die StromVV legt dafür einen Abschlag von 40% (20% bei Nutzung mehrerer Netzebenen) fest.

Die neuen Regelungen fördern die gemeinsame Nutzung von selbst erzeugtem Strom durch mehrere Endverbraucher. Ohne die Implementierung eines LEG-umfassenden Energiemanagementsystems bleibt das Verhalten dieser Gebilde für den Verteilnetzbetreiber jedoch weitgehend unberechenbar.

Die Tarifreduktion bezieht sich auf die anrechenbaren Netzkosten im engeren Sinn, welche sich in Grundtarif, Arbeitstarif und Leistungstarif niederschlagen. Die StromVV schliesst in Art. 19h Abs. 5 folgende Bestandteile explizit vom Abschlag aus:

- Kosten für Systemdienstleistungen
- Kosten für Stromreserve nach WResV
- Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG
- Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen.

Die Branchenempfehlung BD LEG – CH 2025 des VES ergänzt diese Aufzählung mit:

- Kosten für Netz- und Anschlussverstärkungen nach Art. 15b StromVG
- Kosten für Unterstützungsmassnahmen nach Art. 14bis StromVG
- Messtarife
- Kosten für die Datenplattform
- Kosten für Blindenergie

4.3.4 Messung und Verrechnung

VNB müssen LEG mit intelligenten Messsystemen ausrüsten (Art. 17d Abs. 4 StromVG).

Solange nichts anderes vereinbart wurde, stellt der Verteilnetzbetreiber die Rechnung für die vom Verteilnetzbetreiber als Grundversorger bezogenen Energie, das Messentgelt, das Netznutzungsentgelt sowie die Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen an die einzelnen Teilnehmer der LEG. Die beteiligten Erzeugungseinheiten werden für die zu übernehmende Menge vergütet, sofern der VNB die Überschussenergie übernimmt. Für die Inanspruchnahme des Verteilnetzes zur Verteilung der selbst erzeugten Elektrizität ermittelt der VNB einen reduzierten Netznutzungstarif und stellt diesen der LEG in Rechnung.

Die Verrechnung der innerhalb einer LEG abgesetzten Elektrizität erfolgt in diesem Fall durch die LEG selbst. Der VNB hat der LEG über eine geeignete Schnittstelle die dazu erforderlichen Messdaten zu liefern.

Exkurs Energie- und Netzbilanzierung[6]

Um den intern ausgetauschten Energiefluss innerhalb einer LEG in der Netzbilanzierung abzubilden, ist die Schaffung eines zusätzlichen Aggregats erforderlich. Dazu wird das neue Aggregat «LEG - interner Austausch» eingeführt. Dieses Aggregat, das keine direkte Zuweisung zu einer Bilanzgruppe erhält, dient ausschliesslich der präzisen Erfassung und Darstellung der Netzbilanz. Es bildet sich aus der Summe aller LEG je Netz. Hierbei entspricht die Summe der Einspeisungen der Summe der Ausspeisungen. Das Aggregat "LEG-interner Austausch" ist monatlich richtungsgetrennt (Einspeisegangsumme (EGS) und Lastgangsumme (LGS)) als je eine Summe dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zuzustellen.

Als alternative Abrechnungsvariante können VNB oder die LEG verlangen, dass die Rechnungstellung sowohl für die Netznutzung als auch für die Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung, aufgeschlüsselt nach den Bezügen der einzelnen Endverbraucher, an die Gemeinschaft erfolgt (Art. 17e Abs. 6 StromVG). Sie selbst oder ein durch sie beauftragter Dienstleister übernimmt dann die interne Verrechnung.

[6] Branchenempfehlung Lokale Energie Gemeinschaften, BD LEG – CHF 2025, Anhang 2, Seite 5

Unabhängig der gewählten Variante wird das Netznutzungsentgelt und das Entgelt für Elektrizitätslieferungen in der Grundversorgung dem Verteilnetzbetreiber von den einzelnen Endverbrauchern geschuldet (Art. 17e Abs. 4 StromVG).

Die Branchenempfehlung Lokale Energie Gemeinschaften zeigt für verschiedene Szenarien, wie intern erzeugte und aus dem Netz bezogene Energie auf die einzelnen Verbraucher aufgeteilt wird[7]. Grundsätzlich werden beide Energiemengen im Verhältnis der einzelnen Verbräuche verteilt. Alle Messungen müssen richtungsgetrennt und phasensaldierend erfolgen. Innerhalb einer Viertelstunde dürfen Ein- und Ausspeisung aber nicht saldiert werden, das heisst es kann innerhalb einer Viertelstunde sowohl Netzbezug als auch Netzeinspeisung geben.[8] Diese Methodik entspricht den Vorgaben von Art 17e, Abs. 5 StromVG.

4.3.5 Speicher im LEG

Speicher in einer LEG bedürfen einer gesonderten Betrachtung. Weil für den LEG-internen Austausch nur Strom eingesetzt werden darf, der innerhalb des LEG produziert wurde, dürfen Speicher innerhalb der Gemeinschaft nicht mehr Strom absetzen, als sie von der Gemeinschaft beziehen (Art. 19h Abs. 4 StromVV). Die Speicherbetreiber sind für die Einhaltung dieser Bedingung verantwortlich. Sollte ein VNB systematische Verletzungen dieser Bedingung feststellen, kann er bei der ElCom beantragen, dass diese den Speicherbetreiber zur Unterlassung auffordert und gegebenenfalls von seinem Anspruch auf den Abschlag des Netznutzungstarif ausschliesst. Weiter darf nur lokal produzierter Strom innerhalb der LEG unter der Nutzung des reduzierten Netznutzungstarifs ausgetauscht werden

Da bereits im Zusammenhang mit der Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Speichern mit Endverbrauch durch den Bundesrat eine Übergangsregelung verabschiedet wurde[9] empfiehlt der VSE, eine analoge Behandlung von Speichern in einer LEG. Diese verhindert, dass in jedem Fall eine separate Speichermessung- und Speicherbuchhaltung gemacht werden muss.[10]

4.3.6 LEG interne Absatzpflicht und Rückspeisung

Gemäss dem ab 1. Januar 2026 geltenden Verordnungstext muss die Elektrizität aus Erzeugungsanlagen inklusive Herkunftsnachweise der Gemeinschaft so weit wie möglich innerhalb der Gemeinschaft abgesetzt werden (Art. 19f Abs. 2 StromVV). Sie darf nur ausserhalb einer LEG weiterverkauft werden, falls die gesamte Elektrizitätseinspeisung den Elektrizitätsbezug aller Teilnehmer der Gemeinschaft im jeweiligen Zeitpunkt übersteigt.

Zurückgespeiste Überschüsse muss der VNB abnehmen und vergüten (Art. 15 Abs. 1 EnG) sofern ein Produzent nicht einen Vertrag mit einem anderen Abnehmer abgeschlossen hat. Die Vergütung für Überschüsse aus Elektrizität aus erneuerbaren Energien sind reguliert (Art. 15 Abs. 1bis EnG).

[7] Branchenempfehlung Lokale Energie Gemeinschaften, BD LEG – CHF 2025, Seite 20-26

[8] Branchenempfehlung Lokale Energie Gemeinschaften, BD LEG – CHF 2025, Seite 16

[9] Erläuternder Bericht zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 vom 19. Februar 2025, Seiten 10-18

[10] Die generelle Behandlung von Speichern ist erklärt im VSE Handbuch «Speicher – Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7 (HBSP – CH 2025)»

5 Einbindung Elektro-Mobilität mit E-Autos und E-Ladestationen

Das neue Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien zielt darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor zu erhöhen, indem es den Ausbau von Ladeinfrastrukturen für E-Autos unterstützt. Obwohl der Mantelerlass keine direkten Vorgaben zum Ausbau der Ladeinfrastruktur macht, schaffen diese verordnungsmässigen Bestimmungen Anreize und Rahmenbedingungen, die den Ausbau und die Nutzung von Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge unterstützen können. Es sind Massnahmen zur Vereinfachung von Bewilligungsverfahren für Ladestationen und finanzielle Anreize für deren Installation. Für die VNB ergeben sich aus dem Gesetz folgende Verantwortlichkeiten:

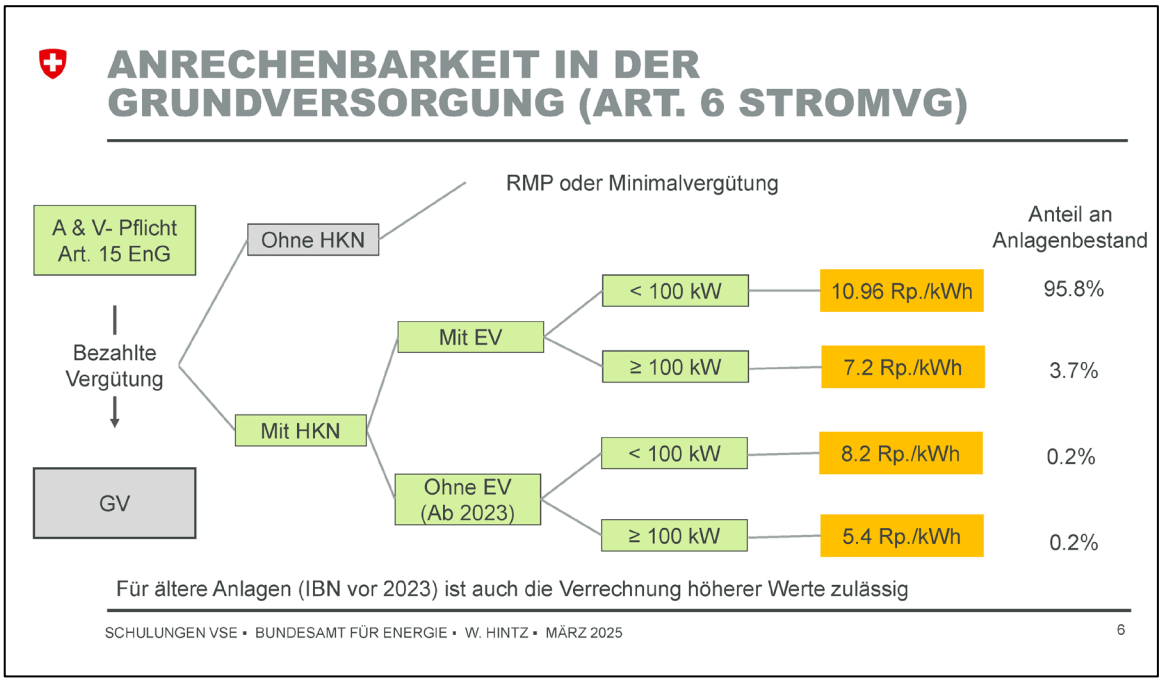
- **Netzanschluss und Kapazitätsplanung**: VNB müssen sicherstellen, dass neue Ladestationen effizient an das Verteilnetz angeschlossen werden können. Dies erfordert eine proaktive Planung und den Ausbau der Netzkapazitäten, um der steigenden Nachfrage durch E-Mobilität gerecht zu werden.
- **Bidirektionales Laden**: Bereitstellen von Lösungen für bidirektionales Laden.
- **Intelligente Netzintegration**: Die Integration von E-Ladestationen soll durch den Einsatz von Smart-Grid-Technologien optimiert werden. VNB sind angehalten, Systeme zu implementieren, die eine dynamische Steuerung der Ladevorgänge ermöglichen, um Netzstabilität zu gewährleisten und Lastspitzen zu vermeiden.
- **Datenmanagement und Kommunikation**: Es wird erwartet, dass VNB die notwendigen Kommunikationsinfrastrukturen bereitstellen, um den Datenaustausch zwischen Ladestationen, Fahrzeugen und Netzbetreibern zu ermöglichen. Dies ist essenziell für die Umsetzung von Lastmanagementstrategien und die Integration erneuerbarer Energien.

Die E-Mobilität stellt Energieversorger vor Herausforderungen in technischer, betriebswirtschaftlicher und regulatorischer Hinsicht. Energieversorger sind jedoch hervorragend positioniert, um eine zentrale Rolle beim Ausbau der E-Mobilität zu übernehmen. Sofern sie über die Rolle des Verteilnetzbetreibers hinaus an der Schnittstelle von Energie- und Mobilitätswirtschaft tätig sein wollen, haben sie intakte Chancen, sich Marktanteile zu sichern. Die Rolle des Ladestationsbetreibers ist allerdings bereits heute umkämpft. Energieversorgern ist deshalb zu empfehlen, rasch die strategischen Weichen zu stellen, die für sie passenden Kooperationspartner auszuwählen und den Markteintritt vorzubereiten resp. das bestehende Produktportfolio zu schärfen.

Gemäss Art. 18 Abs. 2 StromVV gehören Ladestationen mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh seit dem 1. Juni 2019 der Basiskundengruppe an und sind somit in den Basiskundengruppentarif einzuteilen, welcher zu mindestens 70 % aus einer nichtdegressiven Arbeitskomponente (Rp./kWh) bestehen muss (Art. 18 Abs. 3 StromVV).

6 Harmonisierung der Rückspeisevergütung

Verteilnetzbetreiber müssen Strom, der von Stromproduktionsanlagen in ihr Netz eingespeist wird, abnehmen und angemessen vergüten, sofern der Produzent die Energie nicht einem Dritten veräussert. So will es Art. 15 Abs. 1 EnG. Falls sich Anlagen- und Netzbetreiber über die Höhe der Vergütung nicht einigen können, richtet sich die Vergütungshöhe für Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 15 Abs. 1bis EnG neu nach dem vierteljährlich gemittelten Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung. Dieser wird regelmässig vom BFE ermittelt und publiziert. Den Verteilnetzbetreibern bleibt freigestellt, ob sie ihre Rückliefervergütung an diesen dynamischen Referenzmarktpreisen anpassen möchten. Konstante Vergütungen sind weiterhin möglich. Es ist jedoch zu beachten, dass die StromVV die Anrechenbarkeit an die Grundversorgungstarife beschränkt. Art. 4 Abs. 3 Bst. a. 4. erklärt die Vergütungen nach Art. 15 Abs. 1 EnG einschliesslich der Kosten für die Vergütung der Herkunftsnachweise (HKN) als anrechenbare Energiekosten. Art. 4 Abs. 3 Bst. e. legt die maximal anrechenbaren Kosten fest. Dabei ist zu unterscheiden, ob die HKN zusammen mit der Energie abgenommen werden oder nicht. Mit Abnahme der Herkunftsnachweise gelten die maximalen Gestehungskosten nach Art. 4 Abs. 3 in der am 1. Juli 2024 geltenden Fassung der StromVV abzüglich allfälliger Fördermittel nach Art. 4a in der am 1. Juli 2024 geltenden Fassung der StromVV. Nachfolgende Übersicht zeigt die maximalen anrechenbaren Kosten:



Mit der Mittelwertbildung der Marktpreise über ein Quartal werden die Produzenten vor kurzfristigen Marktpreisschwankungen geschützt. Einen weiteren Produzentenschutz bieten die Minimalvergütungen für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW. Sie sollen auch bei längerfristig sehr tiefen Quartals-Marktpreisen eine Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer sicherstellen. Die Vergütungen sollen gemäss EnV für kleine Solaranlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW mindestens 6 Rp./kWh betragen. Für Anlagen zwischen 30 und 150 kW mit Eigenverbrauch liegt die Minimalvergütung für die ersten 30 kW ebenfalls bei 6 Rp./kWh, für die Leistung ab 30 kW bei 0 Rp./kWh. Für Anlagen ab 30 kW ohne Eigenverbrauch liegt die Minimalvergütung bei 6,2 Rp./kWh und Wasserkraftanlagen: 12 Rp./kWh.

Rückliefervergütungen welche sich am Referenzmarkt-Preismodell orientieren, führen zu einer erhöhten Volatilität der Abgeltungen. Aufgrund der hohen aktuellen Vergütungen dürfte dies zu einer kommunikativen Herausforderung gegenüber den Kunden werden. Es ist denkbar, dass sich am Markt verschiedene Vergütungsmodelle etablieren, welche den Kunden Wahlmöglichkeiten bieten. Die Anrechenbarkeit an die Energietarife dürfte der Vielfalt jedoch Grenzen setzen.

7 Rückerstattung Netznutzungsentgelt

Mit dem neuen Artikel 14a des StromVG wird für Speicher und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie die Möglichkeit geschaffen, eine Rückerstattung des Netznutzungsentgelts zu beantragen, wenn zuvor bezogene Energie wieder ins Netz eingespeist wird. Dabei werden drei Kategorien von Anlagen unterschieden:

a) Speicher mit Endverbrauch

b) Umwandlungsanlagen

c) Pilot- und Demonstrationsanlagen

Für diese Rückerstattung ist gemäss Art. 18d Abs. 1 StromVV vom Verteilnetzbetreiber ein Tarif festzulegen. Die Rückerstattung hat bei der nächsten Rechnungsstellung als Reduktion des Netznutzungsentgelts zu erfolgen. Die Rückerstattung darf nicht höher sein als die in Rechnung gestellte Arbeitskomponente (inklusive Entgelte für Systemdienstleistungen, Stromreserve, Netzzuschlag und Massnahmen nach Art. 15a und 15b StromVG). Bei Pilot- und Demonstrationen ist der das gesamte Netznutzungsentgelt einschliesslich der Kosten für die Systemdienstleistungen, die Stromreserve nach der WResV123 und den Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG sowie der Kosten im Zusammenhang mit den Artikeln 15a und 15b StromVG zurückzuerstatten.

Die Art. 18e bis 18h StromVV enthalten weitere Präzisierungen zur Ausgestaltung der Rückerstattung.

Art. 18e	Rückerstattungstarife
Art. 18f	Mit einem intelligenten Messsystem auszustattende Anlagen
Art. 18g	Bestimmung der für die Rückerstattung massgeblichen Elektrizitätsmenge
Art. 18h	Rückerstattung des Netznutzungsentgelts bei Pilot- und Demonstrationsanlagen

Weitere Umsetzungselemente werden in den von den Netzbetreibern zu erlassenden Richtlinien (Art. 18i) zu konkretisieren sein.

Wie der erläuternde Bericht zu den Änderungen der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 ausführt, beinhaltet die Umsetzung des Artikel 14a Absatz 4 StromVG eine gewisse Komplexität. Eine Arbeitsgruppe bestehend aus Mitgliedern von Swiss eMobility, aee suisse und dem VSE hat deshalb eine pragmatische Umsetzungslösung erarbeitet, welche im erläuternden Bericht beschrieben wird. So wie es scheint, sind mit den gemachten Vorschlägen nicht alle Anwendungsfälle abgedeckt. Die Arbeitsgruppe wird deshalb ihre Tätigkeiten fortsetzen, um eine längerfristig orientierte Umsetzungslösung zu erarbeiten, die möglicherweise auch zu Anpassungen am Verordnungstext führen[11].

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

- Stationäre Speicher ohne direkt verbundene Erzeugungsanlage
- Mobile Speicher (z.B. Elektrofahrzeuge mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) – Ort des Ladens unbekannt
- Stationäre Speicher mit Erzeugungsanlage
- Mobile Speicher (z.B. Elektrofahrzeuge mit bidirektionalen Lademöglichkeiten) mit Verbindung zu einer Erzeugungsanlage

Im Zusammenhang mit Umwandlungsanlagen ist die Handhabung der Herkunftsnachweise zu beachten. Für die Elektrizitätsmenge, die aus dem Netz bezogen wird, müssen die entsprechenden HKN entwertet werden. Die für die zurückgespeiste Elektrizitätsmenge im Pronovo-Register ausgestellten Herkunftsnachweise (HKN) – z.B. Elektrizität aus Wasserstoff – dienen dazu, die für die Rückerstattung relevante

[11] Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK, Seiten 10 – 18.

Elektrizitätsmenge nachzuweisen. Die ausgestellten HKN entsprechen der Elektrizitätsmenge, die eingespeist wurde und für welche die Netznutzung zurückerstattet werden muss. Dies entspricht Art. 14a Abs. 4 Bst. b. StromVG, wonach für die Rückerstattung die Elektrizitätsmenge entscheidend ist, die nach der Rückverstromung in das Stromnetz zurückgespeist wird. Zur Bestimmung dieser Elektrizitätsmenge ist an der Umwandlungsanlage zwingend ein intelligentes Messsystem zu installieren.

Für Fall- und Berechnungsbeispiele sei an dieser Stelle auf den erläuternden Bericht zur Inkraftsetzung des 2. Verordnungspakets des UVEK verwiesen[12].

[12] ebda

8 Smart Metering sowie Digitalisierung von Netzbetrieb und Energieversorgung

Die Einführung von Smart Metern ist eine zentrale Voraussetzung, um Flexibilitäten messbar und steuerbar zu machen. Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger sind gesetzlich verpflichtet, bis 2027 mindestens 80 % der herkömmlichen Stromzähler durch intelligente Messsysteme, sogenannte Smart Meter, zu ersetzen. Smart Meter ermöglichen es den Kunden, ihren Energieverbrauch detailliert zu verfolgen und zu analysieren.

In der Energieversorgung werden für die Digitalisierung des Netzbetriebs digitale Systeme zur Regelung und Steuerung von Energieflüssen in Netzen eingesetzt. Diese Intelligenten Regel- und Steuersysteme werden eingesetzt, um die Stromnetze effizienter zu steuern, Lastflüsse zu optimieren, Engpässe zu vermeiden und letztlich die Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs zu gewährleisten. Zudem ermöglichen intelligente Steuer- und Regelsysteme, bei Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom, ferngesteuert auf den Verbrauch einzuwirken und den Eigenverbrauch zu optimieren. Einsatzgebiete sind:

- Automatisierte Netzregelung, z. B. Frequenz- und Spannungshaltung in Verteilnetzen,
- Optimierung der Eigenerzeugung und Speicherung, z. B. durch Regelalgorithmen für Batteriespeicher,
- Dynamische Lastverlagerung im Rahmen von Demand-Side-Management.

Die Vorgaben dazu sind in Art. 17b Abs. 1 StromVG festgehalten. Der Bundesrat kann gemäss Art. 17b Abs. 2 und 3 StromVG Vorgaben zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern sowie bezüglich Einsatzbedingungen, technische Mindestanforderungen, Ausstattungen und Funktionalitäten machen.

Daten aus Smart Metern geben Auskunft über den Stromverbrauch. Die Aufbereitung der Lastgangdaten über das Energiedatenmanagementsystem und deren Darstellung über ein Kundenportal ermöglichen Massnahmen zum Flexibilitätsmanagement, d.h. Erzeugung und Verbrauch dynamisch zu optimieren.

8.1 Duldung von Smart Metern (intelligenten Messsystemen)

Für Verteilnetzbetreiber besteht die Pflicht, für das Messwesen und die Informationsprozesse bei Endverbrauchern, Erzeugungsanlagen und Speichern intelligente Messsysteme einzusetzen. Die Gesetzestexte sehen deshalb für den Einsatz von Smart Metern keine Zustimmung durch Verbraucher, Speicherbetreiber oder Produzenten vor. Grundsätzlich haben folglich Netzanschlussnehmer den Einsatz von Smart Metern zu dulden. Verweigert jedoch ein Teilnehmer die Installation stehen dem Verteilnetzwerkbetreiber zwei Möglichkeiten offen.

1. Verfügung durch ElCom

   Der Netzbetreiber beantragt bei der Elektrizitätskommission (ElCom) eine behördliche Verfügung, welche den Einbau zwingend anordnet. Die Verfahrenskosten trägt in der Regel der weigernde Kunde. Zu dieser Option ist jedoch den Verfassern dieses Themenpapiers kein Fall bekannt, aus welchem eine rechtskräftige Verfügung entstand.

2. In-Rechnung-Stellung von Mehrkosten

   Art. 8a^{ter} Abs. 2 StromVV ermöglicht es Netzbetreibern, entstehende Mehrkosten der Messung vom Zeitpunkt der Verweigerung an individuell in Rechnung stellen.

8.2 Duldung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen

Art. 17b Abs. 3 StromVG hält fest, dass der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern grundsätzlich der Zustimmung der Betroffenen bedarf. In dieser Formulierung ist zu beachten, dass sich Zustimmung auf den Einsatz und nicht auf die Installation des intelligenten Steuer- und Regelsystems bezieht. Ein solches darf nämlich ohne Zustimmung einge-

setzt werden, um garantierte Flexibilitäten gemäss Art. 19c Abs. 3 StromVV zu nutzen. Damit dies möglich ist, muss deshalb ein Netzanschlussnehmer die Installation unter gewissen Umständen dulden.

Für die Informationspflichten in Bezug auf den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen im Zusammenhang mit der Nutzung von Flexibilitäten sei auf Kapitel 10 verwiesen.

Gemäss der revidierten Version der VSE-Branchenempfehlung «Strommarkt Schweiz Standards Kundenschnittstelle für intelligente Messsysteme» (RL-DSP – CH 2024 Anhang 3) müssen intelligente Messgeräte (iMG) - deren Beschaffung nach dem 1.1.2019 initiiert wurde – mit einer Kundenschnittstelle für den Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber ausgestattet werden. Diese soll es den Kunden ermöglichen, ihre Messdaten im Moment der Erfassung lokal abzurufen und für ihre Anwendungszwecke zu bearbeiten.

Die gesetzlichen Minimalanforderungen an die Kundenschnittstelle sind durch Art. 17a^{bis} Abs. 6 StromVG, Art. 8a^{decies} StromVV sowie Anhang 1 der VSE-Branchenempfehlung «Richtlinien für Datensicherheit von intelligenten Messsystemen (RL-DSP – CH, Anhang 1)» geregelt. Die Kernpunkte dieser Minimalanforderungen sind:

- Die Messdaten müssen vom Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber «im Moment ihrer Erfassung» in einem «international üblichen Datenformat» abrufbar sein.
- Der Netzbetreiber muss dem Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber auf Anfrage die technischen Spezifikationen der Schnittstellen seines Elektrizitätszählers bekanntgeben.
- Die Kundenschnittstelle ist Teil der Datensicherheitsprüfung durch METAS.

Eine lokale Kundenschnittstelle ist zwar bei den meisten von VNB eingesetzten Zählern physisch vorhanden, die Benutzung durch die Kunden oder von ihnen bevollmächtige Vertreter ist aber in vielen Konstellationen umständlich.

Bei den in der Schweiz bisher eingesetzten Zählertypen hat sich kein Standard bei der Kundenschnittstelle durchgesetzt. Neben der nach IEC 62056-7 normierten Schnittstelle, die auf DLMS/COSEM basiert, haben sich neben dem holländischen Standard DSMR P1 auch weitere, proprietäre, Systeme auf dem Markt etabliert. Eine Vereinheitlichung auf einen gemeinsamen Standard ist weder im Bestand noch für die nahe Zukunft realistisch.

Um trotzdem eine einheitliche Schnittstelle gegenüber dem Kunden sicherstellen zu können, soll ein Adapter die Daten aus den unterschiedlichen Schnittstellen in ein festgelegtes Format umwandeln und über eine standardisierte Schnittstelle ausgeben. Dieser Adapter wird im Folgenden Smart Meter Reader genannt. Erste Smart Meter Reader sind schon erhältlich und sind mit unterschiedlichen Schnittstellen kompatibel. Die technische Lösung dieser Smart Meter Reader ist in der revidierten Version der VSE-Branchenempfehlung «Strommarkt Schweiz Standards Kundenschnittstelle für intelligente Messsysteme» (RL-DSP – CH 2024 Anhang 3) beschrieben.

9 Änderungen im Messwesen

Eine umfassende Überarbeitung im StromVG und der StromVV erhielt mit dem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien das Themengebiet Messwesen. Im alten StromVG gab es noch einen zusammenfassenden Abschnitt Messwesen und Steuersysteme. In der revidierten Fassung wurde der ursprüngliche Abschnitt aufgeteilt und mit neuen Themen erweitert. Dazu zählen insbesondere die Themen Flexibilitätensteuerung, Lokale Elektrizitätsgemeinschaften und die noch einzuführende nationale Datenplattform. Nachfolgende Gegenüberstellung veranschaulicht die neue Ausgestaltung:

StromVG (Stand am 1. Juli 2024)	StromVG (Stand am 1. Januar 2026)
2a. Abschnitt: Messwesen und Steuersysteme Art. 17a Intelligente Messysteme Art. 17b Intelligente Steuer- und Regelsysteme Art. 17c Datenschutz	**2a. Abschnitt: Messwesen** Art. 17a Zuständigkeit, Messtarife und Messentgelt Art. 17a^{bis} Intelligente Messysteme **2b. Abschnitt: Steuer- und Regelsysteme sowie Flexibilität** Art. 17b Intelligente Steuer- und Regelsysteme Art. 17c Nutzung von Flexibilität **2c. Abschnitt: Lokale Elektrizitätsgemeinschaften** **2d. Abschnitt: Datenaustausch und Datenplattform** **2e. Abschnitt: Datenschutz und Datensicherheit**

Im Folgenden werden aus den neuen Bestimmungen die Themen Zuständigkeit, Messtarifgestaltung, Informationsprozesse und Datenplattform behandelt. Auf das Thema der Steuer und Regelsysteme wird im separaten Kapitel Flexibilitätsmanagement eingegangen.

9.1 Zuständigkeit

Im Rahmend der Vernehmlassung wurde eine Liberalisierung des Messwesens diskutiert. Im definitiven Gesetzestext wurde schliesslich darauf verzichtet. Die Netzbetreiber bleiben in ihren Netzgebieten für das Messwesen zuständig (Art. 17a, Abs. 1 StromVG). Neu ist, dass ein Messtarif festgelegt werden muss, der die Betriebs- und Kapitalkosten eines effizienten Messwesens deckt. Es darf ein angemessener Gewinn erzielt werden, indem die Kapitalkosten verzinst werden. Der Bundesrat hat dazu in der StromVV die Grundlagen zur Berechnung festgelegt.

Neu ist die Ausrüstungspflicht von Zusammenschlüssen für den Eigenverbrauch (ZEV) oder Lokalen Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) sowie Speicherbetreibern mit einem intelligenten Messsystem durch die Netzbetreiber, sofern die Gegenpartei dies verlangt (Art. 17a^{bis}, Abs. 3 StromVG). Die Installation hat innerhalb von 3 Monaten zu erfolgen (Art. 8adecies, Abs. 6 StromVV).

9.2 Messtarifgestaltung

Die neuen Gesetzesvorgaben sehen eine transparentere und verursachergerechte Anlastung der Messkosten vor – eine Solidarisierung in den Netzkosten ist nicht mehr erlaubt. Die Messtarife müssen, wie die Elektrizitäts- und die Netznutzungstarife, jährlich für ein Tarifjahr festgelegt und bis zum 31. August veröffentlicht werden. Auf der Energieabrechnung muss der Messtarif gesondert vom Netznutzungsentgelt ausgewiesen werden. Es gilt das Cost-Plus-Prinzip. Die VNB sind deshalb verpflichtet, die Betriebs- und Kapitalkosten separat von den Netzkosten zu erfassen. Art. 8a StromVV nennt als anrechenbare Betriebskosten die Aufwände für den Betrieb und die Wartung der Messmittel, die Kosten für die Bearbeitung und Übermittlung der Messdaten, das Entgelt, welches dem Datenplattformbetreiber geschuldet wird, sowie die dem Messwesen zuzuordnenden Verwaltungskosten. Gemäss Art. 8a^{bis} werden Installati-

onskosten neu zusammen mit den Anschaffungs- oder den Herstellungskosten aktiviert und linear abgeschrieben und verzinst. Entstehende Deckungsdifferenzen müssen gleich behandelt werden wie Deckungsdifferenzen in der Grundversorgung und dem Netznutzungsentgelt.

Es ist nicht vorgegeben, ob die Messtarife als Grundgebühr oder als mengenabhängiger Tarif ausgestaltet werden müssen. Es drängt sich jedoch auf, das Messentgelt als Grundtarif auszugestalten. Der Messtarif soll gemäss Art. 17a Abs. 2 StromVG verursachergerecht sein. Deshalb sieht Art. 8 Abs. 1 StromVV auch vor, für unterschiedliche Anschlussleistungen je eigene Messtarife festzulegen. Auch für virtuelle Messpunkte im Zusammenhang mit Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch und Lokalen Energiegemeinschaften kann ein separate Messtarif festgesetzt werden.

Auf die Festlegung einer Messtarifobergrenze hat der Bundesrat im Verordnungstext verzichtet. Die ElCom ist jedoch verpflichtet, ein jährliches Monitoring der Tarife durchzuführen. Sollte sich aufgrund des Monitorings künftig zeigen, dass die Messtarife grundsätzlich und nicht nur einzelfallweise zu hoch angesetzt werden, wird erneut über die Einführung einer Obergrenze befunden werden müssen.

9.3 Informationsprozesse und nationale Datenplattform

Mit der Zuständigkeit für das Messwesen hängen gewisse Pflichten bezüglich des Datenaustausches zusammen. Art. 17f StromVG regelt die Grundsätze. Neben den Bilanzgruppenverantwortlichen, der Swissgrid und Pronovo müssen Endverbraucher, Erzeuger und Speicherbetreiber mit Informationen aus dem Messwesen bedient werden. Dazu zählen die 15-Minuten-Lastgangwerte der letzten fünf Jahre (Art. 8a^{decies} Abs. 4 Bst. c StromVV), die Entwicklung des Elektrizitätsbezugs im Vergleich zum Vorjahr, ein Vergleich mit Endverbrauchern mit einem ähnlichen Profil sowie Einsparmöglichkeiten (Art. 17a^{bis}, Abs. 5 StromVG und Art. 7b, Abs. 2 StromVV). Die Lastgangwerte müssen von Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern über eine Schnittstelle am intelligenten Messsystem in einem international üblichen Datenformat abgerufen werden können. Die technische Spezifikation der Schnittstelle ist den Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern auf Anfrage bekannt zu gegeben (Art. 8a^{decies} Abs. 2 StromVV).

Die Daten zur Erfüllung dieser Informationspflichten bedürfen eines flächendeckenden Roll-Outs von intelligenten Messsystemen (iMS) - umgangssprachlich auch als Smart-Meter bezeichnet -, welche die Vorgaben der StromVV erfüllen. Mit Art. 17a^{bis} Abs. 3 StromVG[13] hat der Gesetzgeber den Druck auf die Netzbetreiber erhöht, die bis 2027 geforderte Erschliessung von mindestens 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet mit iMS voranzutreiben. Verstärkt wird dieser Druck mit der Möglichkeit, dass bei Nichterfüllung der gesetzlichen Forderungen die Installation eines zusätzlichen Elektrizitätszählers eines Dritten vorgenommen werden kann. Die in diesem Zusammenhang anfallenden Kosten gehen zu Lasten des VNB und sind dem Messentgelt nicht anrechenbar (Art. 17a^{bis} Abs. 7 StromVG).

9.3.1 Schaffung Nationale Datenplattform für energiewirtschaftlichen Datenaustausch

Zum Austausch von Mess- und Stammdaten sieht der Mantelerlass die Einrichtung einer nationalen Energiedateninfrastruktur (auch Swiss Datahub genannt) vor. Art. 17h StromVG und Art. 8a StromVV regeln den Aufbau dieser Datenplattform, die Aufgaben und Organisation des Datenplattformbetreibers, die Prozesse und Fristen des Datenaustausches, die Stammdaten, sowie die Rahmenbedingungen zur Finanzierung und Kostendeckung der nationalen Datenplattform. Bei der Einführung der Datenplattform gilt das Subsidiaritätsprinzip. 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.

Gemäss Art. 7 Abs. 3 StromVV sind in der Kostenrechnung neu die Kostenpositionen für Kosten nach Artikel 15 StromVG für die Datenplattform auszuweisen. Die Aufgaben und Verantwortlichkeiten des Datenplattformbetreibers werden konkretisiert, um sie gegenüber den Verantwortlichkeiten anderer Akteure

[13] Dieser Artikel verlangt, dass Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch und Lokale Elektrizitätsgemeinschaften sowie Speicherbetreiber auf deren Verlangen hin mit intelligenten Messsystemen auszurüsten sind.

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.

Die Stammdaten sollen möglichst rasch durch die Netzbetreiber definiert werden, unter Berücksichtigung der Anforderungen, welche sich aus den über die Datenplattform zu organisierenden Informationsprozessen ergeben. Die Brancherichtlinie zum standardisierten Datenaustausch (SDAT-CH) muss dabei als Ausgangsbasis dienen. Die wichtigen Stammdaten beinhalten die Messpunkte sowie deren Attribute, wie etwa die Verbindung mit dem Eidgenössischen Gebäude- und Wohnungsregister. Die Stammdaten sollen insbesondere eine nationale Sicht auf die erneuerbaren Energien und deren Marktintegration, auf die Elektromobilität und auf die strombasierte Energieversorgung ermöglichen. Die Definition der Stammdaten werden auf Basis der bestehenden Branchenrichtlinien aufgebaut.

Die Datenplattform soll Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten erleichtern und auch die digitale Transformation des Stromsystems und des Energiedienstleistungsmarkts stärken. Dies soll den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten über die Datenplattform 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, indem Dienstleister oder Dritte ebenfalls vereinfachten und standardisierten Zugang über die Plattform zu den Daten der Endverbraucher erhalten, sofern sie durch diese berechtigt werden. Der Aufbau wird in Phasen gegliedert mit eindeutigen Vorgaben zur Anbindung von Messpunkten an die nationale Datenplattform.

Datenaustauschprozesse, Aufgaben und Verantwortlichkeiten

Art. 17g StromVG und Art. 8 StromVV regeln den Datenaustausch über die Datenplattform. Darin sind namentlich die entsprechenden Mess- und Stammdaten für den Datenaustausch über die Datenplattform sowie die dort zu speichernden Stammdaten festgelegt werden. Die Stammdaten werden wie bis anhin in der Branchenrichtlinie Standardisierter Datenaustausch Schweiz (SDAT-CH) näher definiert. Sie umfassen die entsprechenden Informationen über eine Messpunktnummer, insbesondere die Messmethode, die Abrechnungsart und die Ablesefrequenz oder auch entsprechende Informationen über den zuständigen Verteilnetzbetreiber, Energielieferanten oder Bilanzgruppenverantwortlichen. Daneben sollten sie weitere wichtige Attribute beispielsweise den Eidgenössischen Gebäude-Identifikator (EGID) aufgreifen, die gemäss SDAT-CH bereits verfügbar sind. Die zentrale Verfügbarkeit von Stammdaten in der Datenplattform soll insbesondere die neueren Entwicklungen im Strommarkt berücksichtigen, beispielsweise die Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch nach Artikel 17 EnG, die Elektromobilität oder die strombasierte Wärmeversorgung. Zur Stärkung der Rechte der von der Regelung besonders betroffenen Akteure (Endverbraucher, Erzeuger und Elektrizitätsdienstleister) wird vorliegend vorgesehen, dass deren Vertreter an der Erarbeitung der neuen Richtlinien mitzuwirken haben. Die betroffenen Akteure verfügen damit über ein Beteiligungsrecht, das ihnen ermöglicht, sich bei den entsprechenden Arbeiten einzubringen und dabei ihre Interessen zu vertreten. Dabei sollten die Vorgaben der europäischen Durchführungsverordnung zu Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreiem Zugang von Endverbrauchern zu ihren Mess- und Verbrauchsdaten möglichst berücksichtigt werden. Sofern die Richtlinien nicht sachgerecht sind oder nicht innert vorgegebener Frist erarbeitet werden, kann das BFE gestützt auf Artikel 27 Absatz 4 StromVV entsprechende Ausführungsbestimmungen erlassen. Absatz 3: Die Bestimmung entspricht im Wesentlichen der bisherigen Regelung, deren Kernaussage neu auf Gesetzesstufe gehoben wurde (Art. 17f Abs. 1 StromVG). Neu werden die Mess- und Stammdaten von den weiteren Daten unterschieden. Letztere sind alle Daten, bei denen es sich nicht um personenbezogene Daten handelt. Sowohl bei den Mess- und Stammdaten wie auch bei den weiteren Daten ist eine Datenbekanntgabe im Rahmen der ordnungsgemässen Elektrizitätsversorgung im Sinne von Artikel 17f Absatz 1 StromVG nur zulässig, sofern diese für die in den Buchstaben a bis j aufgezählten Sachbereiche notwendig sind. Die aufgelisteten Sachbereiche werden zudem ergänzt mit der Abwicklung der Lieferantenwechsel sowie der Datenbekanntgabe nach Artikel 8ater Absatz 2 (Bst. i und j). Die entsprechenden Daten sind gemäss Art. 17f Abs. 1 StromVG unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Die Bestimmung ist fortan indes nur noch in jenen Fällen von Bedeutung, in denen ein Endverbraucher, ein Erzeuger oder ein Speicherbetreiber um Herausgabe seiner Daten ersucht, die er nicht bereits gestützt auf Absatz 3 Buchstabe j (bzw. Art. 8a^{ter} Abs. 2) kostenlos via Datenplattform herunterladen oder weitergeben kann. Dabei ist zum einen an Fälle zu denken, in denen andere Daten als Mess- und Stammdaten betroffen sind. Zum anderen ist an jene Fälle zu

denken, in denen Mess- oder Stammdaten in anderer Aufbereitung (bspw. andere Aggregation, andere Auflösung, anderes Format oder auch anderer lokaler Bezug) verlangt werden.

Hinsichtlich der Datenaustauschprozesse fordert die Verordnung zudem die Weiterentwicklung der einschlägigen Branchenrichtlinien durch die Branche zur Abbildung der nationalen Datenplattform in den Informations- und Datenaustauschprozessen, für eine wesentlich weitergehende und zentralisiertere Prozessautomatisierung, beispielsweise im Bereich der Wechselprozesse, und nicht zuletzt eine langfristige Kompatibilität mit den europäischen Referenzmodellen zur Interoperabilität und zum Datenzugang in Strommärkten. Damit wird rechtlich sichergestellt, dass die Datenplattform in die Branchenrichtlinie langfristig 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 Verordnungsrecht eingreifen.

9.4 Datenschutz bei Daten aus intelligenten Mess-, Regel- und Steuersystemen

Gemäss Art. 17j StromVG findet das Datenschutzgesetz vom 25. September 2020 (DSG) bzw. RevDSG vom 1. April 2025 Anwendung auf die Bearbeitung von Personendaten im Zusammenhang mit intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen. Die Pflicht der Bundesorgane zur Gewährleistung einer angemessenen Datensicherheit ergibt sich direkt aus Artikel 1 der Datenschutzverordnung (DSV) vom 31. August 2022 . Artikel 2 Absatz 1 Buchstabe b des Bundesgesetzes über das Öffentlichkeitsprinzip der Verwaltung (Öffentlichkeitsgesetz, BGÖ) definiert, welche Institutionen als Bundesorgane gelten. Gemäss dieser Bestimmung zählen neben den Verwaltungsstellen der Bundesverwaltung auch die dezentralisierten Verwaltungseinheiten sowie andere Organisationen und Personen des öffentlichen oder privaten Rechts dazu, sofern sie Verwaltungsaufgaben des Bundes wahrnehmen. In diesem Sinne sind auch Netzbetreiber im datenschutzrechtlichen Sinne als Bundesorgane in Verbindung mit Artikel 33 ff. revDSG zu verstehen. Das BFE teilt die Auffassung des Bundesverwaltungsgerichts in diesem Punkt (BVGE A-2372/2021 E. 4.2), wonach angesichts des öffentlich-rechtlichen Grundverhältnisses zwischen dem Netzbetreiber und der Endverbraucherin bzw. dem Endverbraucher die für die Bundesorgane und nicht die für Private geltenden Bestimmungen des DSG anzuwenden sind. Um den Datenschutz zu gewährleisten, ist eine formelle Rechtsgrundlage erforderlich, wenn ein Bundesorgan besonders schützenswerte Personendaten bearbeitet oder ein Profiling vornimmt oder wenn die Bearbeitung zu einem schwerwiegenden Eingriff in die Grundrechte führt. Folglich kann die Bearbeitung von Personendaten in der Verordnung geregelt werden. Gemäss Artikel 8d Absatz 1 Buchstaben a und b sowie Absatz 4 StromVV zählen und registrieren intelligente Messsysteme den Strom kontinuierlich. Das intelligente Messsystem misst den Stromverbrauch pro Viertelstunde und speichert die Messdaten während mindestens 60 Tagen. In der Regel werden diese Daten einmal täglich automatisch an die Netzbetreiber weitergeleitet. Dabei handelt es sich weder um besonders schützenswerte Daten noch um Profiling. Der Begriff der besonders schützenswerten Personendaten ist in Artikel 5 Buchstabe c revDSG umfassend definiert. Wie bisher gehören dazu Daten über religiöse, weltanschauliche, politische oder gewerkschaftliche Ansichten und Tätigkeiten, über die Gesundheit, die Intimsphäre oder die Zugehörigkeit zu einer Rasse oder Ethnie, über verwaltungs- und strafrechtliche Verfolgungen oder Sanktionen oder über Massnahmen der sozialen Hilfe. Unter Profiling im Sinne von Artikel 5 Buchstabe f revDSG wird jede Art der automatisierten Bearbeitung von Personendaten verstanden, die darin besteht, dass diese Daten verwendet werden, um bestimmte persönliche Aspekte, die sich auf eine natürliche Person beziehen, zu bewerten, insbesondere um Aspekte bezüglich Arbeitsleistung, wirtschaftlicher Lage, Gesundheit, persönlicher Vorlieben, Interessen, Zuverlässigkeit, Verhalten, Aufenthaltsort oder Ortswechsel dieser natürlichen Person zu analysieren oder vorherzusagen. Eine Bewertung der persönlichen Aspekte oder ein Profiling im Sinne des revDSG wird bei der Übermittlung von Daten aus dem intelligenten Messsystem nicht vorgenommen. Die Datenbearbeitung ist in diesem Fall zulässig, da gemäss Artikel 34 Absätze 1 und 2 revDSG mit dem StromVG und dem StromVV eine gesetzliche Grundlage besteht. Vorbehalten bleiben Fälle, in denen eine spezialrechtliche Einwilligung vorgeschrieben ist (z. B. Art. 8e Abs. 1 und 2 (VrevDSG)), die auch entsprechend eingeholt werden muss. Mit Absatz 2 Buchstaben a und b von Art. 8d StromVV werden die zulässigen Zwecke der Datenbekanntgabe gemäss der Datenschutzgesetzgebung in der Verordnung festgelegt. Absatz 3: Die Aufbewahrungsfrist für die Daten beträgt neu fünf Jahre. Als «abrechnungsrelevant» werden hier vor allem Messdaten wie kumulierte Verbrauchswerte und individuelle 15-Minuten Lastgangwerte erachtet. Des Weiteren ist unter «anonymisiert» zu verstehen, dass diese Daten keine Personendaten im Sinne von Artikel 5 Buchstabe a revDSG mehr darstellen. Das revDSG gilt nämlich nicht für anonymisierte Daten, wenn eine Reidentifizierung durch Dritte unmöglich ist (die Daten wurden vollständig und endgültig

anonymisiert) oder wenn dies nur mit einem hohen Aufwand möglich wäre, den kein Interessent auf sich nehmen würde. Diese Regelung findet auch auf pseudonymisierte Daten Anwendung.

10 Umsetzung von Flexibilitätsmanagement

10.1 Einführung ins Flexibilitätsmanagement

Unter Flexibilitätsmanagement versteht man im engeren Sinne die Steuerung- und Regelung von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern, mit den Zielen, Produktion und Verbrauch zeitlich aufeinander abzustimmen und Energieflüsse im Verteilnetz zu minimieren. Die Einflussnahme kann auf Verbraucherseite (Demand-Side) erfolgen, indem Zeitpunkt und Leistung von Verbrauchern beeinflusst oder auf Produktionsseite (Supply-Side) indem man steuerbare Kraftwerke zeitlich optimal einsetzt oder die Leistung von einspeisenden Anlagen steuert. Batterien stellen in diesem Zusammenhang ein Bindeglied zwischen Verbrauch und Produktion dar, indem sie sowohl für die Supply-Side als auch die Demand-Side unterstützend wirken können.

Die Umsetzung von Flexibilitätsmanagement erfolgt mit der zweiten Staffel ab 1. Januar 2026. Mit dem Mantelerlass und den zugehörigen Verordnungen werden Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger stärker in das Flexibilitätsmanagement eingebunden. Dies geschieht mit dem Ziel, das Stromsystem effizienter, nachhaltiger und anpassungsfähiger zu gestalten. Es wird deshalb empfohlen, dass sich Akteure sowohl in ihrer Rolle als VNB als auch als EVU mit Endkundengeschäft mit dem Thema «Flexibilitätsmanagement» näher befassen.

Flexibilitäten können zur Erreichung unterschiedlicher Ziele genutzt werden:

- netzdienlich (Spannung, Strom)
- systemdienlich (Frequenzhaltung)
- energiedienlich (marktorientiert)
- eigenverbrauchsorientiert (ROI)

Für Verteilnetzbetreiber steht logischerweise die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten im Vordergrund, während andere Marktteilnehmer unterschiedliche Prioritäten setzen. Schon heute zeigt sich zum Beispiel, dass die Automobilindustrie ein wachsendes Interesse am Flexibilitätsmarkt hinsichtlich energiedienlicher Anwendungen hat. Die Batteriekapazität der in der DACH-Region betriebenen Elektrofahrzeuge reicht bereits heute aus, um den Gesamtstrombedarf dieser Länder für eine Stunde zu decken. Bis 2035 dürfte dieser Zeitraum auf 24 Stunden ansteigen. Sollte es der Automobilindustrie gelingen, sich den Zugriff auf die Batterien ihrer Fahrzeuge zu sichern, könnte sie ein erhebliches Potenzial zur Vermarktung elektrischer Energie am Spot-Markt erschliessen. Für private Haushalte hingegen dürfte der Eigenverbrauch oberste Priorität haben. Zusammenfassend ist zu erwarten, dass ein Wettbewerb um Flexibilitäten entstehen wird. Je früher sich die EVUs positionieren, desto besser dürften ihre Chancen sein, sich den Zugang zu Flexibilitäten zu sichern. So oder so werden die Netzbetreiber ihre Fähigkeiten in den Bereichen Marketing und Vertrieb erheblich ausbauen müssen, um der wachsenden Konkurrenz standzuhalten.

Die Gesetzgebung im Rahmen des Mantelerlasses konzentriert sich auf den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten. Gemäss Art. 17c Abs. 1 StromVG gehört die Flexibilität beim Stromverbrauch oder bei der Einspeisung von selbst produziertem Strom ins Netz dem Flexibilitätsinhaber, also den Endverbrauchern, den Erzeugern und den Speicherbetreibern. Die Flexibilitätsnutzung durch VNB oder Dritte erfolgt auf Vertragsbasis. Sie können die Flexibilität vertraglich an andere Nutzer (z.B. Verteilnetzbetreiber oder Aggregatoren) verkaufen. Wenn der Verteilnetzbetreiber diese Flexibilität nutzen will, muss er sich diese vertraglich sichern und vergüten, beispielsweise durch reduzierte Netznutzungsentgelte. Eine Ausnahme bilden die garantierten Flexibilitäten gemäss Art. 19c StromVV.

Da der Strommix zur Deckung der Stromversorgung einen steigenden Produktionsanteil von volatilen erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik- und in geringem Mass Windenergie) enthält, wird das Flexibilitätsmanagement durch die lokalen EVUs immer wichtiger.

Flexibilitäten im Verteilnetz werden im Art. 17c Abs. 2 StromVG geregelt. Die Definition von netzdienlicher Flexibilitätsnutzung (StromVV 19a) deckt ab:

a) Entlastung angespannter lokaler Netzsituation
b) Vermeidung Netzausbau
c) Aufschiebung Netzmassnahmen

oder

d) Verringerung Netzkosten im eigenen Netzgebiet.

Gemäss Art. 17c Abs. 3 StromVG ist der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen[14] für den Netzbetrieb durch VNB für bestehende Flexibilitäten (Art. 19d StromVV) möglich, solange Flexibilitätsinhaber den Einsatz nicht untersagt (= Ausnahme opt-out). Gemäss Art. 17c Abs. 4 und 5 StromVG gibt es keine Zustimmungserfordernis für garantierte Flexibilitätsnutzungen wie Abregelung von Anteilen an Einspeisung am Anschlusspunkt und Abwendung unmittelbarer erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs. Gemäss Art. 19c StromVV gibt es keine Vergütung für garantierte Nutzung von Flexibilität. Ist die Installation und der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen durch lokale Verteilnetzbetreiber (VNB) ohne Zustimmung des Flexibilitätsinhabers möglich, gilt Abregelung der Einspeisung von max. 3 % der von Energieerzeugungsanlagen (EEA) jährlich produzierten Energie (= ca. 30% der Leistung). Es gilt eine Informationspflicht des VNB gegenüber Flexibilitätsinhaber auf Anfrage oder mind. jährlich über Gründe und Umfang der Nutzung. Hier noch die Aufzählung der verschiedenen Anwendungsfälle von Flexibilitätsnutzung und deren gesetzliche Regelung in der Übersicht:

- Nutzung bestehende Flexibilitäten (Opt-Out) StromVG 17c III, StromVV 19d
- Nutzung neue Flexibilitäten (Opt-In) StromVG 17b III, StromVV 19b
- Garantierte Flexibilitätsnutzung StromVG 17c IV und V, StromVV 19c

Flexibilitäten spielen eine Schlüsselrolle für die Netzstabilität, die Kosteneffizienz und dient den Zielen der Energiewende. Die Realisierung des Flexibilitätsmanagements bei den Verbrauchern und insbesondere bei den Versorgern erfordert technische Investitionen, neue Geschäftsmodelle und eine enge Zusammenarbeit mit den verschiedenen Marktakteuren und insbesondere mit den Verbrauchern.

Die lokalen EVUs sind als zentrale Akteure in das Management von Flexibilitäten eingebunden. Sie sind verantwortlich für:

- Die Integration von erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Wind) unterstützen
- Smart Metering und Lastmanagement implementieren
- Als Vertragspartei zwischen Netzbetreibern und Endverbrauchern agieren
- Flexibilitätsprodukte zur Netzstabilisierung nutzen und vermarkten können

Anwendungen von Flexibilitätsmanagement:

- *Peak Shaving auf Netzübergabestellen*

  Es wird durch Steuerung von Flexibilitäten versucht, die Maximalleistung auf den Netzübergabestellen in Summe zu reduzieren. Es findet eine Verschiebung der Last in die «Tieflastzeiten» statt.

- *Engpassmanagement im Netz*

  Es wird durch Steuerung von Flexibilitäten versucht, Betriebsmittel vor Engpässen zu schützen. Es findet wieder eine zeitliche Verschiebung der Last oder der Produktion statt.

- *Spannungshaltung im Netz*

  Durch Steuerung von Flexibilitäten wird die Spannung jederzeit im Toleranzband gehalten.

- *Reduktion von Ausgleichsenergie*

  Ausgleichsenergie entsteht durch Prognoseabweichungen im Energieeinkauf und -handel. Die Ausgleichsenergiekosten können Intraday reduziert werden:

  - Lastgangs- und Produktionssummen müssen „online“ Intraday „nachgebildet“ werden.
  - Abweichungen gegenüber dem Fahrplan bei gleichzeitig hohen Preisen lösen Flexibilitäts-Abruf aus.
  - In der Long-Situation können Photovoltaikanlagen (PVA) reduziert oder Verbraucher hochgefahren werden.
  - In der Short-Situation vice-versa.

[14] Seit dem Mantelerlass wird konsequenter zwischen intelligenten Messsystemen und intelligenten Steuer- und Regelsystemen unterschieden. Deshalb kommt in Art. 17c StromVV das Wort „Mess-“ nicht mehr vor.

10.2 Rolle der Energie-Grundversorger im Flexibilitätsmanagement

Die Energie-Grundversorger nehmen im Flexibilitätsmanagement folgende Rollen war und tragen folgende Verantwortungen:

- Beratung von Kunden zur Optimierung des Energieverbrauchs, zur Nutzung von Flexibilitätsoptionen (z. B. durch Lastverschiebung) und zur Förderung von Eigenproduktion.
- Förderung von Eigenverbrauch und Nutzung von Flexibilität. Der Ausbau und die Nutzung von Flexibilitäten auf niedrigen Netzebenen sollen helfen, Netzengpässe zu reduzieren.
- Netzdienlicher Einsatz von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern
- Koordination mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber zur Nutzung von Flexibilitäten
- Entwicklung von dynamischen Tarifen und Anreizen für netzdienliches Verbrauchsverhalten
- Nutzung von Kundendaten zur Analyse und Optimierung von Lastprofilen
- Kooperation mit Industrie und Gewerbe für Demand Side Management (DSM)
- Implementierung von Demand Response (Laststeuerung auf Anreize)
- Bereitstellung von steuerbaren Lasten für Flexibilitätsplattformen
- Nutzung von Flexibilitäten für den Intraday- und Regelenergiemarkt
- Ermöglichung von virtuellen Kraftwerken (VPPs) und Aggregationslösungen
- Zusammenarbeit mit E-Mobility-Providern für Vehicle-to-Grid (V2G)
- Entwicklung neuer Geschäftsmodelle für Flexibilitätsvermarktung
- Investitionen in digitale Plattformen für Flexibilitätssteuerung

Mit den Vorgaben des Mantelerlasses steigt die Verantwortung der Energie-Grundversorger im Flexibilitätsmanagement. Sie müssen sich stärker mit Smart Metering, Flexibilitätsmärkten und netzdienlichen Steuerungen auseinandersetzen. Dies eröffnet jedoch auch neue Geschäftsmöglichkeiten, insbesondere im Bereich intelligenter Tarife, Aggregationsdienste und digitaler Plattformen für Laststeuerung.

10.3 Rolle der Verteilnetzbetreiber im Flexibilitätsmanagement

Verteilnetzbetreiber haben im Bereich des Flexibilitätsmanagements eine breite Palette von Rollen und Verantwortlichkeiten:

- In der Verantwortung des Messwesens, d.h. des Messdatenmanagements sind die Verteilnetzbetreiber auch verantwortlich für die Sicherstellung der Netzstabilität und der Nutzung von Massnahmen zum netzdienlichen Flexibilitätsmanagement.
- Überwachung und Steuerung von Netzengpässen
- Echtzeit-Monitoring der Netzbelastung über Smart Meter-Daten
- Einsatz von Flexibilitätsprodukten für lokales Engpassmanagement
- Entwicklung von Konzepten für die stärkere Einbindung von Erzeugern und Verbrauchern in die Netzplanung und Netzsteuerung.
- Digitale Vernetzung und Steuerung von Smart Meter-Daten für Netzoptimierung
- Betrieb des Verteilnetzes unter Berücksichtigung dezentraler Einspeisungen und flexibler Lasten
- Abstimmung mit Grundversorgern, Aggregatoren und Flexibilitätsplattformen
- Netzdienliche Steuerung von PV-Anlagen, Batteriespeichern & Prosumer-Modellen
- Optimierung der Netzauslastung durch Flexibilitätsanreize
- Entwicklung von lokalen Flexibilitätsmärkten für Lastverschiebung
- Dynamische Netztarife und variable Netznutzungsgebühren
- Reduktion von Netzengpässen durch Einspeisemanagement
- Nutzung von lokaler Speicherung zur Glättung von Lastspitzen
- Einführung digitaler Tools (Smart Meter, Digitalisierung der Trafostationen und Unterwerke, Digitalisierung der Netzleitstellen) zur Überwachung und Steuerung der Netzbelastung des eigenen Verteilnetzes auf den Netzebenen 5 und 7. Die gesammelten Daten über die Schwankungen in der Netzbelastung sollen ausgewertet und für Optimierungsmassnahmen genutzt werden können. Aus den abgeleiteten Erkenntnissen sollen neue Massnahmen für das Flexibilitätsmanagement entwickelt und umgesetzt werden.

- Bereitstellung netzdienlicher Flexibilitäten für übergeordnete Netzbetreiber und den Markt

Verteilnetzbetreiber mit Endkundengeschäft haben im Bereich des Flexibilitätsmanagements die folgenden Rollen und Verantwortlichkeiten:

- Verteilnetzbetreiber dürfen Flexibilitäten nutzen, müssen dies jedoch diskriminierungsfrei und marktgerecht tun.
- Verteilnetzbetreiber dürfen Erzeuger oder Verbraucher nicht bevorzugen, sondern müssen einen transparenten Zugang sicherstellen (Unbundling-Vorgaben).

Durch den Mantelerlass und die neuen regulatorischen Vorgaben stehen Verteilnetzbetreiber mit Endkundengeschäft vor neuen Herausforderungen im Flexibilitätsmanagement. Diese Entwicklungen bieten jedoch auch neue Geschäftschancen, insbesondere in der intelligenten Netzbewirtschaftung, der Flexibilitätsvermarktung und der Digitalisierung der Netzinfrastruktur.

10.4 Verteilnetzbetreiber (VNB) als Speicherbetreiber

Speicher gelten gemäss Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG neu als Endverbraucher. Speicher ohne Endverbrauch sind vom Netznutzungsentgelt befreit. Speicher, die integriert sind mit Verbrauchsstätten gelten als örtliche und wirtschaftliche Einheit, d.h. als Endverbrauch. Gemäss StromVV Art. 16 Abs. 3 gelten reine Speicheranlagen, bei welchen Energiebezug ausschliesslich zu Speicherzwecken erfolgt und eine spätere Ausspeisung ins Netz erfolgt, nicht als Endverbraucher. Die Rückerstattung von Netznutzungsentgelt bei Speichern mit Endverbrauch ist geregelt im Art. 14a Abs. 4 Bst. a. StromVG, und erfolgt für die Elektrizitätsmenge, die nach Bezug aus dem Netz und nach Speicherung rückgespeist wird.

Die ElCom sieht Elektrizitätsspeicher nicht als Netzelemente an. Die erwirtschafteten Erlöse aus Speichern dürfen nicht auf das Netz verbucht werden. Gemäss Art. 17c Abs. 2 StromVG und Art. 19b Abs. 1 und 2 StromVV gilt für einen VNB ein Selbstkontrahierungsverbot für Flexibilitätsvergütungen. Die ElCom empfiehlt, Speicher durch eine eigenständige, rechtliche Einheit (z.B. Schwester-/Tochtergesellschaft) oder durch Dritte betreiben zu lassen und den netzdienlichen Einsatz durch Verteilnetzbetreiber (VNB) zu vergüten. Mehrere Anwendungsfälle mit demselben Speicher parallel sind grundsätzlich möglich (z.B. Eigenverbrauchsoptimierung für ZEV, Peak Shaving für VNB, Regelenergie für TSO). Die Priorität der Anwendungsfälle muss definiert oder mathematisch optimiert werden, sonst können Konventionalstrafen zufolge Vertragsverletzung drohen.

Für weitere Details im Umgang mit Speichern siehe revidiertes VSE-Handbuch Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7 (HBSP – CH 2025).

11 Änderungen in der Informationspflicht und Rechnungsstellung

11.1 Kommunikation von Tarifänderungen

Eine wichtige Neuerung bei der Informationspflicht betrifft die Kommunikation zu den jährlichen Tarifanpassungen in der Grundversorgung. Der neue Art. 4e der StromVV verlangt von den Verteilnetzbetreibern Erhöhungen oder Senkungen der Grundversorgungstarife gegenüber Endverbrauchern mit Grundversorgung differenziert zu begründen. Aus der Begründung muss hervorgehen, welche Kostenveränderungen zur Erhöhung oder zur Senkung der Tarife führen. Die Endverbraucher sollen z.B. wissen, welche Kosten des Beschaffungsportfolios sich erhöht haben. Aber auch Senkungen müssen mitgeteilt werden. Mit dieser Bestimmung sollen insbesondere die Lieferkonditionen der schweizerischen Produzenten und ihr Beitrag zum Service public transparent gemacht werden.

Die ElCom hat dazu im Juni 2024 die Weisung 4/2024 erlassen, welche sie am 1. April 2025 an die aktuellen Verordnungstexte angepasst hat. Die ElCom hält darin fest, dass die Kommunikation gemäss Art. 4e Abs. 1 StromVV in direkter Kommunikation zu erfolgen hat. Es wird die Schriftform verlangt. Es bieten sich folgende Kommunikationsmittel an:

- Separates Schreiben
- Rechnungsbeilage
- Gut sichtbare Platzierung auf der Rechnung

Die direkte Kommunikation muss gemäss ElCom-Weisung bis spätestens am 30. November erfolgt sein. Auf der Webseite muss die Information im vollständigen Wortlaut spätestens bis am 31. August zusammen mit der Kommunikation der neuen Tarife publiziert werden. Verteilnetzbetreiber müssen der ElCom Erhöhungen der Tarife, neu inkl. der den Endverbrauchern mitgeteilten Begründung, jeweils per 31. August melden (vgl. Art. 4e Abs. 2 StromVV).

Wichtig ist, dass mit der Mitteilung sowohl die Änderungen der eintarifierten Kosten als auch der Tarife selbst in Prozent zum Vorjahr enthalten muss. Bei den Kosten ist die Änderung für die Tarifbestandteile Netz, Messung und Energielieferung separat mitzuteilen. Tarifänderungen müssen für folgende Tarife kommuniziert werden:

- Tarif, welcher im Netzgebiet am häufigsten zur Anwendung kommt (nach Anzahl Endverbrauchern; i.d.R. Standardtarif in der Basiskundengruppe)
- Gewerbetarif ausserhalb der Basiskundengruppe, welcher am häufigsten zur Anwendung kommt (nach Anzahl Endverbrauchern)

Bei den Tarifen sind die Änderungen für die einzelnen Tarifkomponenten (Grund-, Leistungs- und Arbeitskomponenten) der Tarifbestandteile Netz, Energie sowie Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen getrennt auszuweisen. Schliesslich ist noch ein Hinweis anzubringen, wo die Tarifblätter abrufbar sind. Die Mitteilung hat den Titel «Mitteilung zu Tarifänderungen im Jahr <Jahr>» zu tragen. Die Netzbetreiber müssen die Informationen nach Artikel 12 Absatz 1 StromVG sowie die gesamten Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen bis zum 31. August über eine einzige, frei zugängliche Adresse im Internet maschinenlesbar veröffentlichen. Der VSE hat für die im Internet maschinenlesbar zu veröffentlichen Tarifinformationen einen Standard definiert.[15] Massgeblich ist die maschinenlesbare OpenAPI Definition des JSON Formats zur Publikation von nicht-dynamischen Tarifen.[16] Das erzeugte JSON-File kann direkt auf der VNB-Website publiziert werden. Die maschinenlesbare Publikation der Tarife ist eine neue zusätzliche Anforderung. Sie dient den Abrechnungsdienstleistern, ZEV- und LEG Betreibern und weiteren Akteuren und hat nichts mit der Meldung an die ElCom zu tun. Tarife müssen weiterhin wie bisher sowohl der ElCom eingereicht als auch auf der Website vom VNB publiziert werden. Diese Vorgaben gelten erstmals für die Publikation der Tarife 2026.

[15] Branchenempfehlung «Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz – Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz (NNMV – CH 2025)» Anhang 10: Standardpublikation von nicht-dynamischen Tarifen

[16] Das JSON-Tarif-Tool ist beim VSE erhältlich: www.strom.ch/shop/tarif-tool-fuer-verteilnetzbetreiber

11.2 Information zur Rechnungsstellung

Das Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass), bringt Änderungen in der Informationspflicht und in der Rechnungsstellung der Energieversorgern an die Endkunden mit sich.

Art. 12 StromVG wurde erweitert. Die Netzbetreiber müssen die für die Netznutzung nötigen Informationen leicht zugänglich bereitstellen und veröffentlichen (Abs.1):

a. die Netznutzungstarife;
b. die Elektrizitätstarife;
c. die Messtarife (neu);
d. die Jahressumme der Netznutzungsentgelte;
e. die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzanschluss;
f. die Grundlagen zur Berechnung allfälliger Netzkostenbeiträge (neu);
g. die Jahresrechnungen.

Gemäss Art. 12 Abs. 2 StromVG müssen die Rechnungen, die den Endverbrauchern gestellt werden, transparent und vergleichbar sein. In der Rechnung sind gesondert auszuweisen:

a. das Entgelt für die Elektrizität;
b. das Netznutzungsentgelt;
c. das Messentgelt (neu);
d. die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen;
e. der Netzzuschlag nach Artikel 35 EnG;
f. die Kosten der Energiereserve nach Artikel 8b (neu);
g. die Kosten für Netz- und Anschlussverstärkungen nach Artikel 15b (neu);
h. die Kosten der Unterstützungsmassnahmen gemäss Artikel 14bis (neu)

Artikel 7b StromVV legt zudem fest, dass Verteilnetzbetreiber verpflichtet sind, Endverbraucher in der Grundversorgung auf deren Rechnungen über folgende Punkte zu informieren:

- Entwicklung des individuellen Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr.
- Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen, um den Energieverbrauch zu reduzieren.
- Durchschnittlicher Verbrauch sowie die Bandbreite des Verbrauchs innerhalb der jeweiligen Kundengruppe.

Ab dem 1. Januar 2025 müssen Energieversorger die Endkunden mit der Rechnung einmal pro Jahr über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung informieren. Auch muss der Vergleich des bestellten Stromprodukts mit dem Lieferantenmix des Elektrizitätslieferanten grafisch dargestellt werden.

Diese Vorgaben bezüglich Informationspflicht und Rechnungstellung zielen darauf ab, den Endverbrauchern ein besseres Verständnis ihres Energieverbrauchs zu vermitteln und sie zu energieeffizientem Verhalten zu motivieren. Die genaue Umsetzung dieser Bestimmungen ist derzeit noch unklar. Es besteht beispielsweise Unsicherheit darüber, ob ein Verweis oder Link (z. B. QR-Code) auf eine Kundenplattform diese Anforderungen erfüllt. Zudem ist unklar, wie die Kundensegmentierung erfolgen soll und inwiefern datenschutzrechtliche Bestimmungen hierbei Grenzen setzen. Die VNB sind gut beraten ihre Möglichkeiten system- und stammdatenseitig zu prüfen und aus ihrer Sicht sinnvolle Umsetzungsvarianten zu validieren und mit der Verordnung abzustimmen.

11.3 Vorgaben für den Einsatz eines Kundenportals

Mit einem Kundenportal soll eine digitale Plattform für die Kundinnen und Kunden der Energieversorgung geschaffen werden. Allerdings sieht das Gesetz die Einrichtung einer nationalen Energiedateninfrastruktur mit einem sogenannten Swiss Datahub vor, um den Austausch und den Schutz von energiewirtschaftlichen Daten zu gewährleisten. Obwohl die Einführung von Smart Metern gesetzlich vorgeschrieben ist, gibt es keine spezifische gesetzliche Vorgabe, die die Einrichtung eines Kundenportals vorschreibt. Es ist

jedoch empfehlenswert, dass Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorger bis 2027 ein Kundenportal realisieren, das den Kunden den Zugang auf ihren Energieverbrauch und auf die Erkenntnisse für die Optimierung des Energieverbrauchts sowie für das Flexibilitätsmanagement ermöglicht. Dem EVU ermöglicht das Kundenportal gegenüber den Kunden volle Transparenz in der Rechnungstellung für den Energieverbrauch und die Netznutzung zu gewährleisten. Diese Transparenz wird vom neuen Bundesgesetz für die sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien gefordert (StromVG Art. 12[42] Abs. 2).

Obwohl das Gesetz selbst keine direkte Vorgabe für die Einführung eines Kundenportals macht, könnte die Entwicklung im Bereich der nationalen Energiedateninfrastruktur, d.h. des Swiss Datahubs, dazu führen, dass Energieversorgungsunternehmen ihren Kundinnen und Kunden künftig erweiterte digitale Dienstleistungen anbieten sollten, um den Zugang zu persönlichen Energiedaten zu erleichtern und die Transparenz zu erhöhen. Um die weitreichenden neuen Anforderungen des neuen Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien an einen Verteilnetzbetreiber und Energie-Grundversorgers mit Endkundengeschäft erfüllen zu können, ist die Einführung eines Kundenportals unabdingbar.

Obwohl der Mantelerlass und die abgeleiteten Verordnungen keine spezifischen Verpflichtungen zur Einführung eines Kundenportals enthalten, gibt es doch eine Reihe von gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben, welche die Einführung eines Kundenportals implizieren:

- **StromVG**: Anforderungen zur Markttransparenz, Datensicherheit und diskriminierungsfreien Bereitstellung von Energiedaten.
- **StromVV**: Regelt Detailvorgaben zur Bereitstellung von Verbrauchs- und Netznutzungsdaten für Endkunden. Die Verbrauchsinformationen nach Art. 7b Absatz 2 StromVV sollen den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern im Sinne von Artikel 17abis Absatz 5 StromVG ein Ansporn zur Senkung ihres Elektrizitätsbezugs sein. Die Informationen sind mindestens einmal pro Jahr in geeigneter Weise den Kundinnen und Kunden mitzuteilen. Dies kann beispielsweise über ein Webkundenportal geschehen, wie das bereits gewisse Netzbetreiber anbieten. Die Vergleichsmöglichkeiten auf dem Webkundenportal müssen jedoch so ausgestaltet sein, dass die Kundin und der Kunde taugliche Rückschlüsse auf ihren Elektrizitätsbezug ziehen können. Die Vergleiche der Kundengruppe sollten daher anhand der H- und C-Profile gemäss der ElCom erfolgen.
- **EMG**: Vorgaben zur sicheren Verwaltung, Speicherung und Nutzung von Energiedaten in Verbindung mit der nationalen Energiedateninfrastruktur, d.h. mit der nationalen Datenplattform (auch genannt Swiss Datahub).

11.4 Ziele und Nutzen der Einführung eines Kundenportals

Ziele und der Nutzen der Einführung eines Kundenportals sind:

1. <u>Kundenorientierung & Service-Verbesserung</u>
   - Digitale Self-Service-Funktionen mit 24/7-Zugang zu Vertrags-, Abrechnungs- und Verbrauchsdaten sowie online-Zählerstandserfassung
   - Unkomplizierte Verwaltung von Verträgen
   - Automatische Benachrichtigungen über Wartungsarbeiten
   - Digitale Störungs- und Reklamationsmeldungen
   - Digitale Kundenbetreuung via Chatbot, Ticketsystem oder Live-Chat
   - Mehr Transparenz bezüglich Messdaten, Energieverbrauch, Tarifen, Rechnungen und Kosten
   - Erhöhte Kundenzufriedenheit durch
   - Digitale Abwicklung von Prozessen wie Vertragswechsel, Rechnungsverwaltung und Störungsmeldungen
2. <u>Effizienzsteigerung & Prozessoptimierung</u>
   - Entlastung des Kundendienstes durch Self-Service-Funktionen
   - Automatisierung von Standardprozessen wie Rechnungsstellung und Anfragen
   - Echtzeit-Updates zu Abrechnungen und Zahlungsstatus
   - Direkte Anpassung von Tarifwechseln
   - Anbindung an Buchhaltungs- und Abrechnungssysteme wie abacus und innosolvenergy
   - Monitoring von Photovoltaik-Anlagen und Eigenstromverbrauch
   - Steuerung von Ladepunkten für E-Mobilität und Wärmepumpen
   - Anbindung an Smart Meter-Infrastrukturen für netzdienliches Lastmanagement
   - Digitale Rechnungsstellung und Archivierung

- Elektronische Kommunikation statt Postversand

Ein digitales Kundenportal ist ein entscheidender Hebel für die Effizienzsteigerung, Kundenzufriedenheit und digitale Transformation eines Verteilnetzbetreibers und Energie-Grundversorgers. Es ermöglicht eine bessere Kostenkontrolle, unterstützt regulatorische Anforderungen und trägt zur Nachhaltigkeit sowie zur Flexibilisierung des Energiesystems bei.

12 Rolle der Energie-Grundversorger bei der Umsetzung von Effizienzvorgaben

Auf alle Elektrizitätslieferanten, einschliesslich der Grundversorger, kommt gemäss Artikel 46b EnG ein neues Regelwerk mit Effizienzaufgaben zu. Elektrizitätslieferanten erhalten Zielvorgaben, die darauf abzielen, die Energieeffizienz bei bestehenden elektrischen Geräten, Anlagen und Fahrzeugen bei Endverbrauchern zu steigern.

Zwei Themen stehen besonders im Fokus: Erstens, wie sich Nachweise für umgesetzte Massnahmen (z.B. den Ersatz von Elektrogeräten) erbringen lassen. Zweitens, welche Kosten anrechenbar sind (z.B. die Höhe eines Zuschusses für den Austausch ineffizienter Geräte). Vielen kleinen Stromversorgern fehlt schlichtweg das Personal, um zusätzliche Leistungen und Aktivitäten zu entwickeln. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die Effizienzmassnahmen nicht zwangsläufig vom Energieversorger selbst umgesetzt werden müssen. Die Massnahmen beschränken sich weiter nicht auf den Abnehmerkreis der Energie des EVU respektive das Netzgebiet eines VNB. Sie können auch auf einem künftigen, vom BFE erwarteten Markt erworben werden, was vermutlich effizienter und kostengünstiger wäre.

Das BFE hat einen Katalog von standardisierten Massnahmen gemäss Art. 46b, Abs. 3 festgelegt. Für diese sind entsprechende Meldeformulare mit der Definition der erforderlichen Nachweise auf der Webseite des BFE vorhanden. Nicht standardisierte Massnahmen sind dem BFE zur Zulassung vorzulegen.

Diese Effizienzziele richten sich an die gesamte Bevölkerung sowie an Unternehmen in der Schweiz. Insbesondere Energieversorger mit einem jährlichen Stromabsatz von mehr als 10 Gigawattstunden (GWh) sind gemäss EnV Art. 51a verpflichtet, jährliche Stromsparvorgaben zu erfüllen jährliche Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen in nachfolgender Höhe zu erzielen:

- 2025: keine Zielvorgaben
- 2026: Zielvorgabe von 1 % des Referenzstromabsatzes (Durchschnittswert des Vorjahres).
- 2027: Zielvorgabe von 1,5 %.
- Ab 2028: Zielvorgabe von 2 %.

Die Prozentangaben beziehen sich auf den sogenannten Referenzstromabsatz gemäss Art. 51a EnV. Zum Referenzstromabsatzes eines VNB zählt der gelieferte Strom an seine grundversorgten Kunden und sein Marktkunden des Vorjahres. Von Dritten gelieferter Strom zählt nicht zum Referenzstromabsatzes des VNB. Weiter dürfen Stromlieferungen abgezogen werden, welche an Kunden abgegeben werden, deren Elektrizitätskosten mindestens 20 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen. Diese Kunden müssen jedoch die Voraussetzungen nach Artikel 40 EnG einhalten. Die Anzahl solcher Kunden ist in der Schweiz jedoch beschränkt, so dass nur wenige Energieversorger davon betroffen sein dürften. Ebenfalls abgezogen werde dürfen Energielieferungen an Kraftwerke und Speicher ohne Endverbrauch. Die VNB werden vom BFE jährlich aufgefordert, die Daten zur Berechnung des Referenzstromabsatzes zu melden.

Die Stromlieferanten müssen sodann nachweisen, dass bei bestehenden Endverbraucherinnen und Endverbrauchern Massnahmen für die Stromeffizienz umgesetzt wurden, beispielsweise bei elektrischen Antrieben, Beleuchtungen, Lüftungen, Kälteanlagen oder Geräten. Bereits anderweitig geförderte Massnahmen sind nicht anrechenbar. Art. 51c EnV definiert die Massnahmen, welche nicht anrechenbar sind. Werden die Zielvorgaben eines Jahres nicht erreicht, sind sie in den drei darauffolgenden Jahren nachzuholen (Art. 46b, Abs. 4, EnG). Eine Übererfüllung wird in den Folgejahren angerechnet. Die Zielvorgabe für Effizienzsteigerungen schränkt den Stromverkauf explizit nicht ein.

Durch die Umsetzung dieses neuen Instruments entstehen für die Elektrizitätslieferanten Kosten, etwa für Energieberatungen oder Beiträge an neue Geräte und Anlagen. Diese Kosten können über die Energiekomponente des Strompreises weitergegeben werden, sodass sie von den Kunden in der Grundversorgung und im freien Markt anteilsmässig getragen werden. Beliefert ein VNB sowohl Kunden in der Grundversorgung als auch Marktkunden, sind die Kosten diesen Verbrauchern im Verhältnis ihres Strombezugs anzurechnen. Für die korrekte Anrechnung von Kosten an die Tarife ist die ElCom zuständig. Für die Elektrizitätslieferanten entsteht so ein Anreiz, die Effizienzdienstleistungen möglichst kostengünstig zu erbringen und dadurch die Kosten so tief wie möglich zu halten.

13 Vorgaben in der Cybersicherheit von Netzbetrieb und Energieversorgung

Im revidierten Schweizer Stromversorgungsgesetz (StromVG) und der Stromversorgungsverordnung (StromVV) wurden neue Bestimmungen zur Cybersicherheit eingeführt, die am 1. Juli 2024 in Kraft traten. Diese Regelungen sind in Artikel 8a des StromVG und Artikel 5a der StromVV festgelegt.

13.1 Schutz der Infrastruktur vor Cyberbedrohungen

Der Artikel 8a StromVG verpflichtet die Betreiber von Stromnetzen, Stromproduzenten und relevante Dienstleister dazu, angemessene organisatorische und technische Massnahmen zu ergreifen, um die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) ihrer Systeme gegen Cyberbedrohungen zu schützen. Die spezifischen Anforderungen richten sich nach dem vom Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) herausgegebenen IKT-Minimalstandard.

In Artikel 5a StromVV werden die Vorgaben des StromVG konkretisiert. Er legt fest, dass die betroffenen Akteure die Empfehlungen des IKT-Minimalstandards des BWL in der Version von Mai 2023 verbindlich umsetzen müssen. Die Umsetzung der Massnahmen wird von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) überwacht. Diese hat ihre Vorgaben zur Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen und ihr Vorgehen zur Erfüllung der Aufsichtspflicht in ihrer Weisung 1/2024 vom 8. Februar 2024 beschrieben. Diese Weisung wurde am 1. April 2025 letztmals aktualisiert. Seitens ElCom kommen drei Aufsichtsinstrumente zum Einsatz. Diese begleiten die 24-monatige Übergangsfrist bis zur vollständigen Umsetzung der geforderten Massnahmen:

Umfragen: Per 31. Mai 2025 mussten alle Akteure erstmals eine Selbsteinschätzung zum Erfüllungsgrad der vorgegebenen Kriterien aus dem IKT-Minimalstandards an die ElCom einreichen. Für die Kategorien, in denen die Zielwerte nicht erreicht wurden, musste ein von der Geschäftsleitung bestätigter Massnahmen- und Umsetzungsplan mit konkreten verbindlichen Umsetzungszielen festgelegt werden.

Sensibilisierungsgespräche: Mit Unternehmen mit besonderer Relevanz für den sicheren und stabilen Systembetrieb des Schweizer Stromnetzes führt die ElCom nun Gespräche mit dem Ziel, konkrete Informationen zur Umsetzung der Cybersicherheitsmassnahmen zu gewinn und dadurch die Ergebnisse der Umfrage qualitativ zu ergänzen. Sensibilisierungsgespräche werden auch mit Akteuren aufgrund auffälliger Antworten in den Umfragen geführt. Sodann sind auch Stichproben möglich.

Audits: Bei Auffälligkeiten bei der Umfrage oder den Sensibilisierungsgesprächen können diese mit Audits vertieft werden.

Für Netzbetreiber sind die Kosten für die Umsetzung von Cybersicherheitsmassnahmen anrechenbare Netzkosten, sofern sie die Anforderungen zur Anrechenbarkeit nach Artikel 15 Absatz 1 StromVG erfüllen.

Diese neuen Regelungen zielen darauf ab, die Resilienz der Schweizer Stromversorgung gegenüber Cyberbedrohungen zu stärken und eine sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.

13.2 Informationspflicht bei Cybervorfällen gemäss Informationssicherheitsgesetz

Seit dem 1. April 2025 gilt in der Schweiz zudem eine gesetzliche Meldepflicht für Cyberangriffe auf kritische Infrastrukturen. Betroffene Unternehmen müssen solche Vorfälle innerhalb von 24 Stunden dem Bundesamt für Cybersicherheit (BACS) melden. Ziel ist es, Risiken frühzeitig zu erkennen und koordinierter darauf zu reagieren. Die neue Regelung betrifft nicht nur klassische Betreiber kritischer Infrastrukturen wie Energieversorger, Banken, Telekommunikationsunternehmen oder das Gesundheitswesen. Auch IT-Dienstleister mit Rechenzentren, Cloud-Services oder Sicherheitslösungen, Hersteller mit Fernwartungszugang sowie Unternehmen, die IT-Sicherheitsleistungen für diese Bereiche erbringen, sind meldepflichtig. Meldepflichtig sind Vorfälle, die den Betrieb kritischer Systeme gefährden, sensible Daten manipulieren, abfliessen lassen oder mit Erpressung bzw. Drohungen verbunden sind.

14 Einführung der Sunshine-Regulierung und Effizienzsteigerung im Netzbetrieb

Mit den Änderungen im StromVG wird im Artikel 22a für die von der ElCom seit 2015 freiwillig eingeführte «Sunshine-Regulierung» eine gesetzliche Grundlage geschaffen. Die ElCom ist fortan verpflichtet, die Ergebnisse der Effizienzvergleiche zwischen den Verteilnetzbetreibern (VNB) zu veröffentlichen. Bis anhin wurden die Ergebnisse lediglich den VNB mitgeteilt. Eine Veröffentlichungspflicht bestand nicht. Der revidierte Art. 19 der StromVV sieht zudem vor, dass die ElCom die Effizienzvergleich zur Kostenprüfung der Netznutzungs- und Elektrizitätstarife heranziehen und einzelnen VNB verfügen kann, aus den Vergleichen festgestellte ungerechtfertigte Kosten im Rahmen des Ausgleichs von Deckungsdifferenzen zu kompensieren. Dieses Transparenzinstrument zielt darauf ab, die Effizienz und Qualität der Dienstleistungen von VNBs zu erhöhen.

Für die VNB bedeutet dies eine erhöhte Transparenz ihrer Betriebsdaten, was einen Anreiz zur Steigerung der Effizienz und Servicequalität darstellt. Zudem wird durch die regelmässige Evaluation der Netzkostenentwicklung ein ökonomischer Druck auf die Netzbetreiber aufgebaut, sich effizient zu verhalten. Die Sunshine-Regulierung soll langfristig zu einer Verbesserung der Effizienz und Qualität der Stromversorgung beitragen.

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 ElCom soll hierbei ergänzend zu den Kennziffern fundierte ökonometrische Methoden verwenden dürfen, vor allem auch um die Gesamtnetzkosten geeignet vergleichen und damit die Eignung der Kennziffern validieren zu können. Zudem soll sie dem BFE geeignete jährliche Daten liefen, damit eine belastbare Evaluation der Regulierung in der gesetzlich vorgesehenen Zeit möglich ist. Hinzu kommt, dass die Schweiz im europäischen Quervergleich ein Land mit hohen Netzkosten ist. Deshalb ist auch eine jährliche Durchführung der Sunshine Regulierung notwendig, um Wirksamkeit des Transparenzinstruments zu erreichen.

15 Entwicklung und Einführung von dynamischen Stromtarifen

15.1 Förderung von dynamischen Stromtarifen durch den Mantelerlass

Die Entwicklung und Einführung von dynamischen Stromtarifen erfolgt mit der zweiten Staffel der Inkraftsetzung ab 1. Januar 2026. Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Mantelerlass) enthält spezifische Vorgaben zur Förderung dynamischer Stromtarife. Damit sollen Anreize für einen flexiblen Stromverbrauch geschaffen und somit die Integration erneuerbarer Energien sowie die Netzstabilität verbessert werden. Auch zielt der Mantelerlass mit dynamischen Stromtarifen darauf ab, die Energieeffizienz zu steigern, und die Versorgungssicherheit besser zu gewährleisten. Das Hauptziel ist es, die Nachfrage flexibel zu gestalten, um die Integration erneuerbarer Energien zu fördern und um die Abhängigkeit von fossilen oder konventionellen Kraftwerken zu reduzieren sowie das Stromnetz zu entlasten.

Die Tarife sollen die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung widerspiegeln, um eine effizientere Nutzung der Ressourcen zu gewährleisten. Stromtarife setzen sich zusammen aus den Energietarifen (Kosten für die Stromproduktion bzw. den Einkauf von Strom am Markt) und den Netznutzungstarifen (Kosten für die Übertragung und Verteilung des Stroms vom Kraftwerk bis zu den Verbrauchern)[17]. Sowohl die Energietarife als auch die Netznutzungstarife können auf Basis von dynamischen Tarifmodellen veranschlagt werden.

15.1.1 Einführung dynamischer Energietarife

Energieversorger werden ermutigt, dynamische Energietarife einzuführen, welche in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage variieren. Dies soll Verbraucher motivieren, ihren Energieverbrauch in Zeiten hoher erneuerbarer Energieerzeugung zu steigern und in Zeiten geringer Verfügbarkeit zu reduzieren. Dynamische Energietarife sollen dazu beitragen, das Stromsystem flexibler und effizienter zu machen und den Verbrauch besser an die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien anzupassen. Dynamische Energietarife variieren in der Höhe je nach aktueller Marktlage und Verfügbarkeit von elektrischer Energie bzw. je nach zeitlichen Schwankungen, d.h. Tageszeiten mit hoher oder niedriger Nachfrage (z.B. Tag-Nacht-Tarife). Dynamische Energietarife variieren je nach Verfügbarkeit der Produktion erneuerbarer Energien, d.h. niedrige Tarife, wenn viel Solar- oder Windenergie verfügbar ist und hohe Tarife, wenn wenig Solar- oder Windenergie verfügbar ist.

15.1.2 Einführung dynamischer Netznutzungstarife

Flexible Endverbraucherinnen und Endverbraucher sollen Anreize erhalten, ihren Stromverbrauch an die Netzbelastung auszurichten und damit das Stromnetz zu entlasten (z.B. in Spitzenbelastungszeiten die Waschmaschine nicht laufen lassen oder das Elektrofahrzeug nicht laden). Das verstärkt die Verursachergerechtigkeit und kann mittel- bis langfristig auch den Netzausbaubedarf verringern. Neu werden deshalb dynamische (zeitlich variable) oder auch örtlich differenzierte Netztarife ermöglicht. Sie signalisieren aktuelle Netzengpässe und die Verbraucher sowie Prosumer können so ihren Verbrauch oder ihre Produktion und Speicherung entsprechend anpassen.

Um die Verursachergerechtigkeit zu verstärken und die geforderten systemischen Anreize zu setzen, soll ab 1. Januar 2026 die Einführung und Verbreitung von dynamischen Netztarifen gefördert werden[18]. Indem diese Tarife zeitlich variabel sind und auf die aktuelle Knappheit des Netzes eingehen, können sie die Netzbelastung besser steuern als fixe Tarife. Somit geben dynamische Netztarife geeignetere Signale zur Netznutzung und können somit den Netzausbaubedarf verringern. Grundsätzlich können solche Tarife auf die gesamten Netzkosten angewendet werden, es ist dabei jedoch zu berücksichtigen, dass die strukturellen Kosten (Lage des Netzes usw.) nur bedingt durch die 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. Dynamische Preise können eine

[17] Neben den genannten beiden Komponenten beinhalten die Stromtarife auch noch staatliche Abgaben und Gebühren, die hier nicht weiter thematisiert werden.

[18] Die folgenden Abschnitte sind zitiert aus: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026 (vgl. Literaturverzeichnis und Quellenangaben

geeignete Untergrenze beinhalten, damit die strukturellen Kosten (welche unabhängig von der Netznutzung anfallen) gedeckt werden. Dies bedeutet, dass die strukturellen Kosten entweder direkt und gleichartig in die dynamischen Netznutzungsentgelte eingerechnet werden (meist wohl Arbeitspreise). Alternativ können zusätzliche Grund- oder auch Leistungspreise verlangt werden, auch da dies verursachungsgerechter ist, weil die kapazitätsabhängigen Netzkosten so besser abgebildet werden. Letztere Komponenten sollten aber wegen den Rückwirkungen auf die Prosumer und die Energieeffizienz massvoll ausfallen, d.h. der dynamische Anteil sollte in diesem Fall überwiegen. Im Hinblick auf eine höhere Verursachergerechtigkeit wird vorgegeben, dass die Einsparungen der Endverbraucher im dynamischen Tarif im Verhältnis zu den avisierten Netzkosteneinsparungen stehen müssen. Auch wird dem Schutz der Endverbraucher durch die Einführung verschiedener Transparenzregeln besonders Rechnung getragen. Dem Umstand, dass sich die Netzverhältnisse im Netz eines Netzbetreibers teilweise sehr stark unterscheiden können, kann neu durch die Einführung örtlich differenzierter Tarife begegnet werden. Für die Tariffestlegung bei Endverbraucherinnen und Endverbrauchern auf Niederspannungsebene in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit weniger als 50 MWh Jahresverbrauch gilt wie bisher ein Mindestanteil von 70 Prozent für den Arbeitskomponentenpreis. Dieses Tarifierungsmodell ist weiterhin zwingend für Endverbraucherinnen und Endverbraucher ohne Smart Meter anzuwenden. Sind Endverbraucherinnen und Endverbraucher mit Smart Meter ausgestattet, so kann der Netzbetreiber neu auch dynamische Netztarife als ein Standardtarifierungsmodell wählen. Bei Einführung einer dynamischen Netztarifierung können auch höhere Leistungspreise als bisher vorgesehen werden, da explizite Vorgaben an die Arbeitskomponente entfallen. Wollen (insbesondere kleinere) Verteilnetzbetreiber in ihrem Netzgebiet keinen dynamischen Tarif einführen, so haben sie die weitere Option einen nach den historischen Lastspitzen hinreichend zeitlich differenzierten Leistungstarif einzuführen. In diesem Fall kann in der Basiskundengruppe der Mindestanteil für die Arbeitskomponente auf 50 Prozent abgesenkt werden. In beiden Fällen ist der Netzbetreiber weiterhin bei den Wahltarifen frei, bspw. kann er bei einem zukünftigen dynamischen Standardtarif den heutigen Tarif zusätzlich als Wahltarif anbieten. Um die Einführung dynamischer Netztarife als Standardtarife kundenseitig abzusichern, soll vorerst auch immer ein vorwiegend arbeitsabhängiger nicht-dynamischer Tarif als Wahltarif angeboten werden. Der Bundesrat wird die Verbreitung dynamischer Tarife und deren Auswirkungen auf die Endverbraucher beobachten. Sollte sich herausstellen, dass nicht-dynamische Tarife als Wahloption nicht mehr notwendig sind, kann auf diese Vorgabe an die Wahltarife verzichtet werden.

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

Durch die Einführung dynamischer Netznutzungstarife sollen Verbraucher dazu angeregt werden, ihren Stromverbrauch so zu steuern, dass Netzengpässe vermieden werden und die Netzstabilität erhöht wird. Für alle Spannungsebenen sind neu explizit dynamische Netznutzungstarife zulässig. Da die Netznutzungstarife gemäss Art. 14 Abs. 3 lit. a StromVG keine einfachen, sondern nachvollziehbare Strukturen aufweisen müssen, gibt es mehr Freiheiten für Tarife, deren Gestaltung sich im Tarifjahr ändern kann. Diese sogenannten dynamischen Netznutzungstarife sind zulässig, wenn sie gezielte Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, etwa zur Reduzierung der individuellen Spitzenlast im Netz. Dynamische Netznutzungstarife können beispielsweise durch zeitvariable Netzentgelte erreicht werden, die höhere Gebühren zu Spitzenlastzeiten und niedrigere Gebühren in verbrauchsarmen Zeiten vorsehen. Auch dynamische Netznutzungstarife unterstützen die Integration von dezentralen Energieerzeugern, wie Photovoltaikanlagen, indem sie Anreize für die lokale Nutzung erzeugter Energie schaffen und somit den Bedarf an Energiebezug aus dem übergeordneten Netz und dadurch auch den Netzausbau reduzieren.

Im revidierten VSE-Handbuch Dynamische Netznutzungstarife im Verteilnetz (HDN – CH 2025) wird darauf hingewiesen, dass eine wichtige Anpassung im Zusammenhang mit dynamischen Tarifen darin besteht, örtlich differenzierte Tarife vorzusehen, da sich die Netzverhältnisse im Netz eines VNB teilweise

sehr stark unterscheiden (Art.18 Abs.5 StromVV). Zu denken ist hierbei insbesondere an Städte mit grossem Lastüberhang einerseits und ländliche Gebiete mit relativ tiefer Last sowie viel lokaler Produktion andererseits Tarife, welche Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, machen daher in der Regel nur dann Sinn, wenn sie auf die jeweilige Situation im Netz zugeschnitten werden können. Regulatorisch ist die örtliche Differenzierung durch die geforderte Einheitlichkeit bezüglich eines Standardlastprofils begrenzt. Technisch gesehen könnte bis auf einzelne Stammkabel der Netzebene 7 differenziert werden, dies allerdings bei entsprechend hohem Aufwand für den VNB, der dann viele unterschiedliche Tarife pflegen und archivieren müsste.

15.2 Vorgaben des Mantelerlasses bezüglich dynamischer Stromtarife

Die Vorgaben des Mantelerlasses bezüglich dynamischer Stromtarifen richten sich an verschiedene Akteure:

- *Verteilnetzbetreiber und Grundversorger*

  Sie sind aufgefordert, entsprechende Tarifmodelle für Stromtarife zu entwickeln und anzubieten, um die Flexibilität im Stromverbrauch zu erhöhen. Die Gestaltung muss sich mindestens stündlich ändern können, eine feinere Granularität ist erlaubt, solange die Struktur nachvollziehbar bleibt. Nur die Methodik muss bis spätestens Ende August des Vorjahres veröffentlicht werden, was eine Tarifsetzung bis zum Vortag oder in Echtzeit ermöglicht.

- *Verbraucher*

  Haushalte und Unternehmen werden durch die neuen Tarife motiviert, ihren Energieverbrauch entsprechend den Preissignalen anzupassen und somit zur Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien beizutragen.

- *Regulierungsbehörden (ElCom)*

  Sie überwachen die Umsetzung der Massnahmen und stellen sicher, dass die Tarifmodelle fair und transparent gestaltet sind.

Die Einführung von dynamischen Stromtarifen bedingt einen abgeschlossenen Rollout von Smart Metern, sowie eine vollständige Digitalisierung des Messwesens, des Energiedatenmanagements sowie des Meter-to-Cash Prozesses. Damit sich Verbraucher gemäss den durch dynamische Stromtarife ausgesendeten Signalen verhalten, braucht es eine geeignete Schnittstelle. Art. 18 Abs 5 Bst. a. StromVV gibt vor, dass die Tarife aufgrund der für den Folgetag erwarteten Netzbelastungswerte festgelegt werden müssen. Dies bedingt die Fähigkeit der Energieversorger, Prognosen für den Folgetag zu ermitteln und daraus eine Preiskurve in einer einfachen Art und Weise den Verbrauchern zur Verfügung zu stellen. Dabei wird es nicht reichen, diese Informationen einfach auf einem Kundenportal zu publizieren. Vielmehr muss die Preiskurve in einer Form aus der Cloud zur Verfügung stehen, in welcher sie in Energiemanagementsysteme eingebunden werden kann. Aller Voraussicht nach werden deshalb viele lokale EVUs noch vier bis fünf Jahre Zeit benötigen, um mit der Realisierung von innovativen Digitalisierungsprojekten die nötigen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Einführung von dynamischen Stromtarifen zu schaffen. Es ist jedoch wichtig, dass lokale EVUs bei den Strategien zur Weiterentwicklung des Verteilnetzbetriebs und der Energie-Grundversorgung die Anforderungen an die künftige Handhabung von dynamischen Stromtarifen jetzt schon mitberücksichtigen. Letztendlich werden dynamische Stromtarife ein wichtiges Puzzleteil darstellen, die Stromnetze stabil zu betreiben unnötige Ausbauten zu verhindern und die Volatilität in den Energieflüssen zu glätten. Dynamische Preise sollten weiter in einem abgestimmten Zusammenspiel mit der Steuerung von Flexibilitäten eingesetzt werden.

Literaturverzeichnis und Quellenangaben

Schweizerische Eidgenossenschaft: Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz, StromVG) vom 23. März 2007 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

Schweizerische Eidgenossenschaft: Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008, mit Änderungen vom 20. November 2024 (Stand am 1. Januar 2025) und mit Änderungen vom 19. Februar 2025 (Stand am 1. Januar 2026)

Schweizerische Eidgenossenschaft: 730.0 Energiegesetz (EnG), vom 30. September 2016 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

Schweizerische Eidgenossenschaft: Energieverordnung (EnV), vom 1. November 2017, mit Änderungen vom 20. November 2024 (Stand am 1. Januar 2025 und Stand am 1. Januar 2026)

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (20. November 2024): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2025. Erläuternder Bericht.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (19. Februar 2025): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Erläuternder Bericht.

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (20.11.2024): Faktenblatt: Neuerungen im Energierecht ab 2025

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (19. Februar 2025): Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung mit Inkrafttreten am 1. Januar 2026. Erläuternder Bericht.

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (18. März2 2025): Übergangsfrist zur Erfüllung des Mindestanteils aus erneuerbaren Energien aus Anlagen im Inland von 20 Prozent (Mindestanteil 2), Weisung 3/2025

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (8. Februar 2024 / 1. April 2025): Aufsicht Cybersicherheit der ElCom, Weisung 1/2024

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom (4. Juni 2024 / 1. April 2025): Kommunikation von Tarifänderungen, Weisung 4/2024

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): Medienmitteilung vom 19. Februar 2025 "Verordnungen zum Stromgesetz: wichtige Schritte für eine verbesserte Flexibilitätsnutzung"

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): revidiertes Handbuch «Eigenverbrauchsregelung» (HER – CH 2025)

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE) revidiertes Handbuch «Umsetzung des Anschlusses und Betriebes von Speichern an den Netzebenen 3 bis 7» (HBSP – CH 2025).

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): revidierte Version der Branchenempfehlung «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften» (BD LEG - CH 2025)

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): Handbuch «Dynamische Netznutzungstarife im Verteilnetz» (HDN – CH 2025)

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): Branchenempfehlung «Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz – Grundlagen zur Netznutzung und Netznutzungsentschädigung in den Verteilnetzen der Schweiz (NNMV – CH 2025)»

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): revidierte Version der Branchenempfehlung «Strommarkt Schweiz Standards Kundenschnittstelle für intelligente Messsysteme» (RL-DSP – CH 2024 Anhang 3)

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE): VSE-Branchenempfehlung «Richtlinien für Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» (RL-DSP – CH, Anhang 1)

Markus Flatt und Melanie Ridoli (24. Juni 2024) «3rd Update: Nach dem Ja zum Mantelerlass geht es an die Umsetzungen» https://www.evupartners.ch/de/blog

Thomas Minder (7. Juni 2024) «Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG): Gründung, örtliche Ausdehnung, Netznutzungstarif» https://www.tobiasminder.ch/beitrag/lokale-elektrizitaetsgemeinschaften/