



November 2017

# **Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz vom 30. September 2016**

## **Teilrevision der Stromversorgungsverord- nung**

### **Erläuterungen**



## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitende Bemerkungen .....	1
2.	Grundzüge der Vorlage .....	1
2.1	Regelungen bezüglich des Netznutzungsentgelts .....	1
2.2	Einführung von intelligenten Messsystemen .....	2
2.3	Intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Erzeugern .....	3
2.4	Datenschutz und Datensicherheit für intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme .....	4
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden .....	5
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	5
5.	Verhältnis zu Regelungen der Europäischen Union .....	7
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	8



## 1. Einleitende Bemerkungen

Am 30. September 2016 hat das Parlament das totalrevidierte Energiegesetz (EnG, SR 730.0) verabschiedet (BBl 2016 7683). Mit diesem erfolgen auch Anpassungen in elf weiteren Bundesgesetzen, u.a. im Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7). Das Stimmvolk hat die Vorlage am 21. Mai 2017 angenommen. Die Änderungen auf Gesetzesstufe haben Auswirkungen auf verschiedene Verordnungen.<sup>1</sup> Dazu gehört auch die Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 (StromVV; SR 734.71). Damit ist diese Revision Bestandteil der aufgrund des neuen EnG notwendigen Anpassungen auf Verordnungsstufe.

## 2. Grundzüge der Vorlage

### 2.1 Regelungen bezüglich des Netznutzungsentgelts

Aufgrund neuer gesetzlicher Regelungen betreffend Bezugsprofilen (Art. 14 Abs. 3 Bst. c StromVG), der Einführung von intelligenten Messsystemen (Art. 15 und 17a StromVG) sowie des Einsatzes von intelligenten Steuer- und Regelsystemen, die auch Speicher abdecken (Art. 17b StromVG), müssen einige Vorgaben zur Bildung der Netznutzungsentgelte angepasst werden. Bisher konnte frei tarifiert werden, wenn eine Leistungsmessung vorhanden war. Meist war dies vor allem bei grösseren Verbrauchern der Fall. Kleine Endverbraucher fielen nicht unter diese Ausnahmeregelung. Mit intelligenten Messsystemen wird eine Leistungsmessung mittelfristig überall verfügbar, weshalb die bestehende Regelung angepasst wird.

An der Vorgabe eines zu 70 Prozent nicht-degressiven Arbeitstarifes bei ganzjährig bewohnten Liegenschaften wird festgehalten. Nicht ganzjährig bewohnte Liegenschaften wie z.B. Ferienhäuser sind wie auch bisher von dieser Regelung ausgenommen. Sie sollen mit einem höheren Leistungstarif belegt werden können. Neu wird es für kleine Endverbraucher mit einer Anschlussleistung von bis zu 30 kVA im Sinne einer De-Minimis-Regelung im Basisfall zunächst nur eine Kundengruppe mit einem Netznutzungstarif, z. B. Einheits- oder Doppeltarif, geben. Das gilt unabhängig davon, ob ein Endverbraucher eine Produktionsanlage installiert hat oder nicht. Der Netzbetreiber hat aber die Möglichkeit, diesen kleinen Endverbrauchern andere Netznutzungstarife anzubieten. Für Endverbraucher mit einer höheren Anschlussleistung, wie z.B. Wärmepumpenbesitzer oder Endverbraucher mit Produktionsanlagen von mehr als 30 kVA, können durch die Netzbetreiber ohne weiteres weitere Kundengruppen gebildet werden, die dann auch abweichend vom Basisfall tarifiert werden können. Für alle Kunden mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh pro Jahr gilt die Vorgabe des zu 70 Prozent nicht-degressiven Arbeitstarifes, sofern diese Endverbraucher auf der Spannungsebene unter 1 kV angeschlossen werden. Grössere Endverbraucher werden so, wie bis anhin auch, mit höheren Leistungstarifen durch die Netzbetreiber belegt werden können. Der Ansatz unterstützt die Energieeffizienz, aber gleichzeitig auch die Netzeffizienz. Insbesondere kleinere Endverbraucher erhalten einen Anreiz, den Strom zunehmend dort zu verbrauchen, wo er auch produziert wird.

Die technischen Möglichkeiten der intelligenten Messsysteme sollen in der Tarifbildung eingesetzt werden können. Dazu wird die Vorgabe zur einheitlichen Kundengruppe mit einem 70-prozentigen Arbeitstarif für Endverbraucher mit einer Anschlussleistung bis zu 30 kVA aufgeweicht. So wird dem Netzbetreiber neu die Möglichkeit gegeben, Endverbrauchern auf der Spannungsebene unter 1 kV unabhängig davon, ob sie Produktionsanlagen oder Speicher vor Ort nutzen oder nicht, neue Tarife anzubieten, die auch vom Grundsatz des minimalen Arbeitstarifes abweichen können. Dem Netzbetreiber wird damit Spielraum gegeben, die Möglichkeiten der intelligenten Messsysteme im Zusammenspiel mit intelligenten Steuerungen und Regelungen auszuschöpfen, und so auf Eigenverbrauch über

<sup>1</sup> Vgl. dazu die ausführlichen Informationen zur Ausgangslage in den Erläuterungen zur Totalrevision der Energieverordnung (EnV) vom November 2017.



innovative Tarife zu reagieren. Hier sind einfache Leistungstarife und andere, dynamische bzw. innovative Lösungen vorstellbar. Auch dies ist ein weiterer Schritt in Richtung Smart Grids<sup>2</sup>. Bei der Gestaltung dieser Tarife sind die Vorgaben des Artikels 14 StromVG zu beachten. Ein kleiner Endverbraucher kann dann jährlich zwischen seiner Basisoption des zu 70 Prozent nicht-degressiven Arbeitstarifes und den neuen Netznutzungstarifen wählen.

Der Eigenverbrauch wird durch den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen von dieser neuen Regelung profitieren. Endverbraucher und Erzeuger können unter Verwendung dieser intelligenten Steuer- und Regelsysteme ihren Bezug oder ihre Einspeisung von Elektrizität aus dem oder in das Netz auch mit Hilfe von Speichern flexibler gestalten. Durch die zeitliche und mengenmässige Anpassung ihres Verbrauchs kann der produzierte Strom so vermehrt vor Ort genutzt und der Bezug aus dem Netz bzw. die Einspeisung in das Netz reduziert werden. Die Offenheit der Neuregelung ermöglicht dabei Lösungen, die der Effizienz und Sicherheit des Gesamtsystems zuträglich sind, indem z. B. bei Überproduktion im Gesamtsystem ein Anreiz gesetzt werden kann, in solchen Situationen mehr Strom zu verbrauchen oder zu speichern. Um die Verbreitung solcher Lösungen und die zunehmende Nutzung von Flexibilität (vgl. dazu Kapitel 2.3) im System nicht über die Einordnung in andere Kundengruppen zu verlangsamen oder eine Möglichkeit für unüberblickbare Tarifvielfalt zu schaffen, soll der Einsatz intelligenter Steuerungen per se kein ausreichender Grund für eine Einordnung in eine separate Kundengruppe sein. Dem Netzbetreiber steht es aber frei, solchen Kunden einen anderen Netznutzungstarif zur Auswahl zu stellen. Die Flexibilität der Endverbraucher und Produzenten kann so durch den Netzbetreiber genutzt werden. Dessen netzdienliche Steuerungen werden den betroffenen Endverbrauchern oder Produzenten vergütet.

## 2.2 Einführung von intelligenten Messsystemen

Mit dem neuen Artikel 17a StromVG erhält der Bundesrat die Kompetenz, Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme zu machen. Die Kosten für intelligente Messsysteme bei Endverbrauchern wie auch Erzeugern können an die Netzkosten nach Artikel 15 StromVG angerechnet werden, sofern die Systeme gewisse Mindestanforderungen erfüllen. Gemäss Smart-Grid-Roadmap<sup>3</sup> sind intelligente Messsysteme, sogenannte Smart-Metering-Systeme, eine zentrale Komponente zukünftiger intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids betrachtet. Auf Verordnungsstufe werden nun die technischen Mindestanforderungen, welche die intelligenten Messsysteme zu erfüllen haben, festgelegt. Das schafft Rechts- und Investitionssicherheit für Netzbetreiber und gewährleistet, dass der durch intelligente Messsysteme entstehende Nutzen auch wirklich realisiert und damit ein volkswirtschaftlich positives Kosten-Nutzen-Verhältnis sichergestellt wird.<sup>4</sup>

Neben den technischen Mindestanforderungen werden im Zusammenhang mit der Einführung der Messsysteme die Übergangsregelungen derart gestaltet, dass den Betreibern genügend Zeit verbleibt, die komplexen Messsysteme umzustellen. In vereinzelt Fällen kann eine kommunikationstechnische Anbindung der elektronischen Elektrizitätszähler zu unverhältnismässigen Kosten führen. Hier wird dem Netzbetreiber eine Möglichkeit eingeräumt, diese Anbindung später oder dauerhaft nicht umzusetzen, indem die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) solche Ausnahmen gewähren kann. Solche Ausnahmen sollen ebenfalls für gewisse Anlagen des Militärs möglich sein. Darüber hinaus werden Lastgangmessgeräte mit automatischer Datenübermittlung schrittweise auf Basis der Lebensdauer dieser Geräte abgelöst, um mittelfristig eine möglichst homogene Messinfrastruktur

<sup>2</sup> Smart Grid Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze“, Bundesamt für Energie, 2015 (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>).

<sup>3</sup> „Smart Grid Roadmap Schweiz – Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze“, Bundesamt für Energie, 2015 (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/38814.pdf>).

<sup>4</sup> Vgl. hierzu „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“, Bundesamt für Energie 2014 (<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37458.pdf>).



sicherzustellen. Nicht zuletzt werden notwendige Datenschutzbestimmungen zur Handhabung der schützenswerten Daten erlassen (vgl. Kapitel 2.4).

## 2.3 Intelligente Steuer- und Regelsysteme bei Endverbrauchern und Erzeugern

Mit dem neuen Artikel 17b StromVG erhält der Bundesrat die Kompetenz, Vorgaben zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen zu machen. Der Einsatz solcher Systeme, auch im Zusammenhang mit Speicherung, ist neben der Verwendung von intelligenten Messsystemen gemäss der Smart Grid Roadmap ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt oder dem Netz wird sogenannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der neuen erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter Flexibilität wird die direkte oder indirekte Beeinflussung der Einspeisung von elektrischer Energie, deren Speicherung oder des Verbrauchs durch Netzbetreiber oder andere Akteure verstanden. Als Folge davon kann die Ein- oder Ausspeisung von elektrischer Energie moduliert werden. Jegliche Steuer- und Regeleingriffe seitens der Marktakteure haben aber aufgrund systemischer Vernetzungen im Stromversorgungssystem unvermeidlich auch Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Eine Häufung marktgetriebener Eingriffe könnte unter Umständen im Verteilnetz zu technischen Herausforderungen führen. Andererseits führen Eingriffe des Netzbetreibers zu einer Nichtverfügbarkeit der gesteuerten Einrichtung für den marktdienlichen Einsatz. Damit kann sich die Interessenlage für einen Einsatz der Flexibilität am Markt und zur Einhaltung eines sicheren und effizienten Netzes in gewissen Situationen widersprechen.

Auf Verordnungsebene sollen der nötige Rahmen für eine effiziente Koordination zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren gesetzt und ein diskriminierungsfreier Zugang zu Flexibilitätspotenzialen ermöglicht werden. Unterschiedliche Modelle wurden hierzu auf ihre Tauglichkeit hin untersucht<sup>5</sup>. Die in der Verordnung umgesetzte Lösung umfasst dabei die Gemeinsamkeiten der verschiedenen Lösungsansätze und setzt die wesentlichsten Erkenntnisse um. Der vorliegende Regulierungsansatz umfasst eine gewisse Robustheit und bildet das nach derzeitigem Kenntnisstand notwendige Minimum einer Regulierung der Koordination von Markt und Netz ab. Darauf basierend können sich intelligente Netze und Nutzungsmodelle der Flexibilität entwickeln. Es wird dem fundamentalen Grundsatz gefolgt, dass der Endverbraucher oder Erzeuger der Inhaber der Flexibilität ist und es ihm freisteht, wie er seine Flexibilität nutzt bzw. wem er sie anbietet. Dazu ist im Gesetz verankert, dass die Zustimmung seitens des Endverbrauchers oder Erzeugers erfolgen muss. Ein Vorrecht auf die Nutzung durch einen Akteur existiert durch die Neuregelungen also zunächst nicht. Der Netzbetreiber kann versuchen, sich den Zugriff auf das intelligente Steuer- und Regelsystem zu sichern, wenn er dies für nötig hält, indem er die Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers erwirkt. So kann der Netzbetreiber ein Interesse daran haben, Endverbraucher oder Erzeuger für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Betrieb des Netzes zu steuern, da z.B. eine netzdienliche Steuerung für eine Entlastung der Infrastruktur sorgen und zu einer Reduktion von Netzkosten führen kann. Die Zustimmung des Endverbrauchers bzw. des Erzeugers muss gänzlich freiwillig erfolgen. Er kann sich also durchaus gegen den Netzbetreiber und für einen dritten Marktakteur wie einen Energiedienstleister im Bereich Eigenverbrauch oder Systemdienstleistungen entscheiden, der die Flexibilität nutzt und vermarktet. Entscheidet er sich für den Netzbetreiber, muss dieser ihm die Zugriffsmöglichkeit zudem angemessen und sachgerecht vergüten. Dabei sollte der Wert für den möglichen Einsatz marktbasiert ermittelt werden. Die Bedingungen für den Einsatz der Steuer- und Regelsysteme fassen so grundsätzlich ein gesamtwirtschaftliches Kalkül ins Auge. Die Vergütungen, die Netzbetreiber anbieten, sollen daher transparent und für Marktakteure, die damit konkurrieren, zugänglich sein. Oberste Priorität haben die Netz- resp.

<sup>5</sup> Vgl. hierzu insbesondere „Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle“, consentec, 2015, sowie „Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt – Netz im Verteilnetz“, Frontier Economics, 2016 ([http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier\\_id=06327](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/04787/index.html?lang=de&dossier_id=06327)).



die Versorgungssicherheit. Dahingehend erhält der Netzbetreiber ein beschränktes Vorrecht. Er kann ohne Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers dann eingreifen, wenn dies nötig ist, um den sicheren Netzbetrieb in Situationen einer unmittelbaren, erheblichen Gefährdung aufrecht zu erhalten. Die für den Netzbetreiber in diesem Zusammenhang anfallenden Kapital- und Betriebskosten können den Netzkosten angerechnet werden. Ebenfalls sind die Kapital- und Betriebskosten für die Steuergeräte und die Zugriffe darauf dann anrechenbar, wenn sie mit Zustimmung dem sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb dienen.

## **2.4 Datenschutz und Datensicherheit für intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme**

Das Datenschutzrecht schützt die Privatsphäre, die Persönlichkeit und die Grundrechte von Personen im Zusammenhang mit der Bearbeitung von Daten. Die durch intelligente Messsysteme erhobenen Daten, d.h. Lastgänge mit einer Periode von 15 Minuten, sind Daten, die sich auf eine bestimmte oder bestimmbar Person beziehen können. Gleiches gilt für Daten, die höher aufgelöst und kontinuierlich durch Steuer- und Regelsysteme aufgenommen werden. Wenn es sich dabei um Personendaten handelt, ist deren Bearbeitung nur unter Einhaltung des Datenschutzrechts zulässig.

Die Rahmenbedingungen zur Erhebung und Bearbeitung der Daten intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme sind aufgrund der teilweise hohen Sensibilität der Daten derart vorzusehen, dass die Mess-, Steuer- und Regelsysteme den Schutz der Privatsphäre ermöglichen. Die Gratwanderung führt also zwischen dem Nichtausschöpfen der technischen Möglichkeiten einerseits und Einbussen in der Privatsphäre andererseits hindurch. Die getroffenen Regelungen gehen den Mittelweg. Die Erhebung und die Bearbeitung der im Minimum notwendigen Daten in der entsprechenden Auflösung und Periodizität wird grundsätzlich zugelassen. Eine automatische Weitergabe dieser detaillierten Informationen an unbeteiligte Dritte ist nicht zulässig. Sie wird mit der vorgesehenen Regelung ausgeschlossen. Dagegen wird der Kreis der Messdatenempfänger erweitert um diejenigen, die bei Direktvermarktung und bei dem Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen als legitimierte Akteure mitwirken. Bedarfsprognosen können auf der Basis von anonymisierten Daten erstellt werden, die über mehrere Endverbraucher zusammengefasst werden. Das wird durch die Regelung gewährleistet.

Die Regelung achtet auf die Verhältnismässigkeit, die Datensicherheit und die Zwecke der Bearbeitung. Es werden nicht mehr Personendaten erhoben als für den Bearbeitungszweck notwendig sind. Der Bearbeitungszweck wird bei der Beschaffung der Daten präzise angegeben. Die Regelungen umfassen auch Vorgaben an den Datenlebenszyklus von der Generierung bis zur Löschung. Dabei werden nicht nur die ordentliche Erhebung der verbrauchten Energie und die Datenspeicherung tangiert, sondern auch die verschiedenen Übertragungsmöglichkeiten. Umfassende und verständliche Information der betroffenen Personen über die Datenbearbeitung werden gefordert. Der Zugriff auf Daten nahe Echtzeit durch den Netzbetreiber wird auf Ausnahmesituationen limitiert. Eine Auslesung der intelligenten Messsysteme, die häufiger als täglich erfolgt, muss dem sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb dienlich sein. Die Datensicherheit umfasst Zugriffskontrollen, Protokollierungen sowie die verschlüsselte Übertragung. Ebenso vorgesehen ist der Schutz vor Verlust und Diebstahl sowie vor unerlaubtem Zugriff, Bekanntgabe, Verwendung oder Modifizierung der Daten. Die für die Datensicherheit notwendigen, spezifischen technischen Anforderungen an die Elemente des intelligenten Messsystems und die Art und Weise der Prüfung werden subsidiär in einer Richtlinie auf Basis einer Schutzbedarfsanalyse des BFE<sup>6</sup> erarbeitet. Die Einhaltung der Richtlinie wird durch das Eidgenössische Institut für Metrologie (Metas) geprüft. Es kann dafür auch befähigte Prüfstellen z.B. aus

<sup>6</sup> Vgl. hierzu „Schutzbedarfsanalyse Smart Metering in der Schweiz“, AWK Group AG, 17. September 2016 ([http://www.bfe.admin.ch/smart-grids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06727](http://www.bfe.admin.ch/smart-grids/index.html?lang=de&dossier_id=06727)).



dem Ausland hinzuziehen, um die Arbeitslast angemessen zu verteilen und Verzögerungen bei der Einführung der Systeme zu vermeiden.

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

Die veränderte Regelung zum Datenschutz nach Artikel 17c StromVG hat insofern Auswirkungen auf die Kantone, als dass klare und einheitliche Vorgaben hinsichtlich Erhebung und Bearbeitung von Daten durch intelligente Mess-, Steuer- und Regelsysteme schweizweit gestützt auf das eidgenössische Datenschutzgesetz erfolgen. Netzbetreiber erhalten damit eine gemeinsame und einheitliche Grundlage. Dadurch können sie die Netzeffizienz sowie die Handhabung und Abrechnung ihrer Endverbraucher vereinfachen. In Kantonen und Gemeinden, die vorgängig schon Regelungen zum Datenschutz getroffen haben, müssen unter Umständen Anpassungen erfolgen. Über das Thema des Datenschutzes hinaus sind keine weiteren Auswirkungen auf die Kantone ersichtlich.

Auf Bundesebene ist für die Umsetzung der Ordnungsrevision mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die finanziellen Mehrbelastungen können durch die zur Verfügung stehenden Sachmittel aufgefangen werden. Anders sieht es jedoch bei den personellen Ressourcen aus. Gerade die Thematik rund um den Eigenverbrauch ist hochkomplex. Bei der Weiterentwicklung sind verschiedene Themen wie z.B. Mieterschutz, Datenschutz, Messtechnik oder dezentrale Speicherung zu berücksichtigen. Nicht zu vernachlässigen sind auch die technologischen Entwicklungen, die sich auf die Planung und den Betrieb der Netze auswirken sowie die gesamte IT-Sicherheitsthematik. Für die Bewältigung dieser Aufgaben werden zusätzliche personelle Ressourcen von insgesamt 200 Stellenprozenten benötigt.

### **4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft**

Intelligente Messsysteme weisen einen direkten und einen indirekten Nutzen auf. Die Realisierung des Nutzens wird durch die Definition der technischen Mindestanforderungen sichergestellt. Zu dem quantifizierten direkten Nutzen zählen Einsparungen bei Geschäftsprozessen wie u.a. eine Reduktion der Kosten für Ablesung oder für Umzugsprozesse. Der quantifizierte indirekte Nutzen wird dominiert durch Einsparungen beim Stromverbrauch. Langfristig ist auch eine Stimulierung des Wettbewerbs in einem vollständig liberalisierten Strommarkt zu erwarten, denn wichtige Informationen werden erhoben und sollten dann in guter Qualität verfügbar sein. Dies reduziert Marktbarrieren. Die intelligenten Messsysteme bringen jedoch noch weiteren, nicht quantifizierbaren Nutzen mit sich, wie z. B. die Unterstützung des Eigenverbrauchs oder eine Überwachung der unteren Netzebenen, was wiederum einen effizienteren Netzbetrieb ermöglicht. Die Datenlage bzgl. Einspeisung und Ausspeisung sowie Prognosen können verbessert werden und damit Kosten für die Erhaltung der Netzstabilität gespart werden. Die Netzbetreiber sind in der Verantwortung und angehalten, die notwendigen Daten qualitativ hochwertig, fehlerfrei und schnell den Beteiligten bereit zu stellen. Somit werden technische Barrieren insbesondere für Lieferantenwechsel, aber auch für Energiedienstleistungen am Markt reduziert.

Die Investitionskosten der landesweiten Einführung intelligenter Messsysteme betragen unter Einbezug des direkten Nutzens rund 0,9 Milliarden Franken bis 2035<sup>7</sup>. Der Nettobarwert der direkten Kosten und Nutzen beträgt ca. 0,8 Milliarden Franken bis 2035 aufgrund des Zinseffektes<sup>8</sup>. Der Barwert des bis 2035 insgesamt anfallenden indirekten Nutzens beläuft sich so auf zwischen 1,7 und 1,3 Milliarden

<sup>7</sup> Vgl. hierzu „Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze“, consentec, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06730](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06730)).

<sup>8</sup> Vgl. hierzu „Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012“, Ecoplan, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06728](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06728)).





Franken<sup>9</sup>. Damit ergibt sich eine positive volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Bilanz zwischen +900 Millionen und +500 Millionen Franken.

Sollten intelligente Steuer- und Regelsysteme, z.B. über den Ersatz der Rundsteuerung, ebenfalls grossflächig eingeführt werden, reduziert sich die positive Bilanz zunächst bis auf +260 Millionen Franken. Die Kosten solcher intelligenter Steuer- und Regelsysteme sind aber nicht grundsätzlich anrechenbar, sondern nur nach Massgabe von Artikel 13a Buchstabe b. Die intelligenten Steuer- und Regelsysteme können jedoch einen Nutzen für das elektrische Netz generieren (siehe auch Kapitel 2.3). Dieser Nutzen konnte allerdings nicht quantifiziert werden, weshalb er an dieser Stelle nur qualitativ erwähnt wird. Alles in allem ergibt sich in jedem Fall ein leicht positives Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Die Regelungen zum Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme schaffen neu die im Mindesten notwendige rechtliche Grundlage für eine sichere und effektive Koordination zwischen Markt und Netzbelangen. Flexibilität auf Seiten Endverbraucher oder Erzeuger, welche zunehmend im Stromversorgungssystem benötigt wird, kann so unter fairen und weitgehend marktlichen Regeln kontrahiert und eingesetzt werden. Zentraler Grundsatz ist, dass der Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme von der Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers abhängt und er ihn an Dritte oder den Netzbetreiber vermarkten kann. Die Regelungen zu Anrechenbarkeit von Kosten der dazu notwendigen intelligenten Steuer- und Regelsysteme im Netz und deren Vorgaben für einen netzdienlichen Einsatz lassen dem Markt wichtigen Spielraum. Quersubventionierungen sind verboten. Der Einsatz zur Erhaltung des stabilen Netzbetriebs wird vorrangig behandelt. Durch die Regelung, die den Endverbraucher in das Zentrum rückt, werden Markteintrittsbarrieren reduziert, Mehrwerte auf dem Energiedienstleistungsmarkt geschaffen und innovative Produkte für Endverbraucher und Erzeuger entwickelt werden. Nicht zuletzt sind hier einerseits neue Produkte im Bereich der Eigenverbrauchsoptimierung, der Flexibilitätsnutzung auf den Systemdienstleistungsmärkten und andererseits für effizientere Netze zu erwarten. Damit sind durchaus positive Effekte für den Wirtschaftsstandort Schweiz zu erwarten.

Die einheitliche Unterstellung unter eine bundesweite Regelung zum Datenschutz im Bereich von intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen ermöglicht eine Verminderung des Aufwands auf Anbieterseite im Bereich der Sicherstellung der datenschutzrechtlich technisch notwendigen Anforderungen. Damit kann eine grössere Skalierung der technischen Gerätschaften in der Beschaffung erfolgen. Das senkt die Kosten der Einführung und untermauert das bisher als leicht positiv eingeschätzte Kosten-Nutzen-Verhältnis. Zudem weisen die einheitlichen, bundesweiten datenschutzrechtlichen Standards wettbewerbsfördernde Wirkungen auf: Bessere und innovativere Produkte oder Dienstleistungen für Endverbraucher können in allen Netzgebieten in gleicher Form angeboten werden. Aber auch die Informations- und Datensicherheit gewinnt mit den einheitlichen Bestimmungen an Bedeutung. Dies verbessert den Schutz vor Cyber-Risiken. Bei kantonalen Differenzierungen datenschutzrechtlicher Rahmenbedingungen wären auch entsprechende Produktdifferenzierungen notwendig. Dies könnte, gerade auch bei kleineren Gebieten, ein Markthemmnis darstellen, da allfällige Produktdifferenzierungen aufwendig sein und sich daher nicht lohnen könnten. Insgesamt ist also eine Steigerung der Effizienz des gesamten Stromversorgungssystems zu erwarten.

Die Vorgaben zum Datenschutz beim Einsatz intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme gewährleisten eine verhältnis- und zweckmässige Weitergabe von Daten. Sie ermöglichen es, Endverbraucher und Erzeuger aktiver in die Stromversorgung einzubinden. Endverbraucher können bewusster Energie nutzen und Strom einsparen. Dadurch stellen sich Effizienzgewinne ein, die Kosteneinsparungen ermöglichen und zu einem schonenderen Ressourcenbedarf führen. Eine Verschiebung des Verbrauchs in Zeiten, in denen er gesamtwirtschaftlich sinnvoller ist, z.B. wenn der Energiepreis tief oder die Netzbelastung gering ist, wird über eine erhöhte Verfügbarkeit der Daten erreicht, welche durch

<sup>9</sup> Vgl. hierzu „Smart Metering Roll Out – Kosten und Nutzen. Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012“, Ecoplan, 2015 ([http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06728](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids/index.html?lang=de&dossier_id=06728)).





die Messsysteme technisch ermöglicht wird. Es bleibt jedoch der Elektrizitätswirtschaft sowie anderen Marktakteuren überlassen, dieses technische Potenzial zu nutzen. Insbesondere ist dabei auf innovative Netznutzungsprodukte, mit z. B. dynamischen Preissignalen, hinzuweisen. Solche Ansätze werden neu auf Basis der Regelung in Artikel 18 StromVV ermöglicht. Durch die Regelungen zu intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen wird die Basis für neue Geschäftsfelder im Energiedienstleistungsmarkt gelegt. Das schafft Mehrwerte für einzelne Endverbraucher, aber auch für die Gesellschaft als Ganzes, so z.B. bei der Nutzung und Abgeltung von Flexibilität auf Verbrauchsseite, die die Versorgungssicherheit erhöht.

## 5. Verhältnis zu Regelungen der Europäischen Union

Die Neuregelungen der StromVV entsprechen den derzeitigen Rahmenbedingungen der EU. Im Bereich der intelligenten Messsysteme wird z.B. derzeit europaweit gefordert, dass diese durch die Mitgliedstaaten eingeführt werden, sofern eine Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt. Sodann sind die Mitgliedstaaten aufgerufen, 80% der Verbraucher mit intelligenten Messsystemen bis 2020 auszustatten<sup>10</sup>. Die Europäische Kommission veröffentlichte Empfehlungen zur Einführung der intelligenten Messsysteme, die bei der Festlegung der technischen Mindestanforderungen für die Schweiz Berücksichtigung fanden<sup>11</sup>. Auch die weiteren Regelungen innerhalb der StromVV sind kompatibel mit den Forderungen der EU für ihre Mitgliedstaaten. Insbesondere sei hier auf die vorliegenden Regelungen im Bereich intelligenter Messsysteme (Art. 8a), der Datensicherheit (Art. 8b) und zur Handhabung von Flexibilität (Art. 8c) sowie zur Tarifierung (Art. 18) verwiesen.

Im Winter 2016 veröffentlichte die Europäische Kommission zudem einen Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und Rats für gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (das sogenannte Winterpaket). Die neu angedachten Regelungen erscheinen derzeit gänzlich kompatibel mit den in der StromVV verfolgten Ansätzen. Der Endverbraucher und der Erzeuger rücken mehr in den Fokus. Sie sollen mehr Rechte am Markt enthalten. Das Paket legt besonderes Augenmerk auf Regelungen zur Verwendung der Flexibilität von Erzeugern und Endverbrauchern. Diese soll sowohl für das Netz als auch für den Markt zur Verfügung stehen und unter Wettbewerbsbedingungen auf vertraglicher Basis eingesetzt werden, um kostenintensiven Netzausbau durch die Nutzung von Flexibilität zu vermeiden und neue erneuerbare Stromquellen anzubinden. Hierzu sollen Anreize für Netzbetreiber und notwendige Rahmenbedingungen geschaffen werden, z.B. indem das Netztarifierungssystem entsprechend angepasst wird oder standardisierte Marktprodukte verwendet werden. Darüber hinaus sollen die intelligenten Messsysteme über Funktionalitäten verfügen, die eine solche Vermarktung der Flexibilität unterstützen, so z.B. einen technisch möglichen Zugang zu Messwerten in naher Echtzeit. Nicht zuletzt werden neue Regelungen zu einem vereinfachten Datenzugang stipuliert. Hierbei wird als neu berechtigter Akteur der Aggregator genannt. Diese Ansätze werden mit den Regelungen zur Datenlieferung (Art. 8 Abs. 3 Bst. g und h), zu intelligenten Messsystemen (Art. 8a und Art. 31e), zur Flexibilität bzw. zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen (Art. 8c) sowie durch die Änderungen der Tarifierungsregeln (Art. 18) berücksichtigt. Eine langfristige Kompatibilität mit dem europäischen Ausland ist daher zu erwarten, jedoch nicht mit Sicherheit festzustellen. Das Winterpaket wird derzeit noch überarbeitet.

<sup>10</sup> Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG ([http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2009.211.01.0055.01.DEU](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=uriserv:OJ.L_.2009.211.01.0055.01.DEU))

<sup>11</sup> Vgl. Empfehlung der Kommission zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012H0148&from=EN>)



## 6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

### 2. Kapitel: Versorgungssicherheit

#### Art. 3 Abs. 2<sup>bis</sup> Netzanschluss

Grundsätzlich trifft den Netzbetreiber auch bei Eigenverbrauch und bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch die Netzanschlusspflicht, da Eigenverbraucher als Endverbraucher Anspruch sowohl auf Netzanschluss als auch auf Eigenverbrauch haben. Der Netzbetreiber darf deshalb den Wechsel von Anschlüssen aufgrund von Eigenverbrauch und von Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch nicht verweigern und muss die notwendigen Anpassungen des Anschlusses vornehmen. Wenn aufgrund eines Anschlusswechsels im Zusammenhang mit Eigenverbrauch oder mit dem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch bestehende Anlagen nicht mehr oder nicht mehr vollständig genutzt werden, so stellt sich die Frage, wer die Kosten der noch nicht abgeschriebenen Anschlüsse trägt. Es kommen dabei nur Anlagen des Netzbetreibers in Frage, die unmittelbar mit den Anpassungen des Anschlusswechsels zusammenhängen. Tendenziell werden eher Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch solche Anschlusswechsel bedingen. Artikel 5 Absatz 5 StromVG räumt dem Bundesrat explizit die Möglichkeit ein, bei Anschlusswechseln die Kapitalkosten solcher Anlagen anteilmässig den betreffenden Endverbrauchern aufzuerlegen. Bei Anlagen, die wegen Eigenverbrauchs nicht mehr oder nur noch teilweise genutzt werden, sollen deshalb der Eigenverbraucher und beim Zusammenschluss die Grundeigentümer allfällige verbleibende Kapitalkosten anteilmässig übernehmen müssen. Zudem hat die Branche gestützt auf Art. 3 Abs. 2 StromVV Richtlinien für die Abgeltung beim Wechsel von Anschlüssen erlassen. Das Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz des VSE (NNMV-CH Ausgabe Juli 2014) enthält als solche Richtlinie Detailregeln für die Kostenanlastung (Anhang 2, Ziff. 2.1, S. 61). Zur Bestimmung allfälliger verbleibender Kapitalkosten sind auch die Abschreibungsdauern gemäss der Richtlinie Kostenrechnungsschema für die Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV-CH Ausgabe 2015, Ziff. 7, S. 32) zu beachten.

### 3. Kapitel: Netznutzung

#### 1. Abschnitt: Jahres- und Kostenrechnung, Messwesen und Information

##### Art. 7 Abs. 3 Bst. f<sup>bis</sup>, h und m Jahres- und Kostenrechnung

Absatz 3 Buchstabe f<sup>bis</sup> ist die Grundlage dafür, dass die Kosten der Einführung von intelligenten Messsystemen und der damit einhergehenden Massnahmen zur Gewährleistung des Datenschutzes und der Datensicherheit beziffert und separat ausgewiesen werden. Ohne diesen separaten Buchstaben würden die Kosten für die Einführung in den allgemeinen Kosten für das Mess- und Informationswesen untergehen und mit den Messkosten für andere Messsysteme vermischt. Die Kosten für Messeinrichtungen, die weder den intelligenten Messsystemen nach Artikel 8a noch jenen nach Artikel 31e Absatz 3 entsprechen, werden wie bisher in den Kosten des übrigen Messwesens nach Buchstabe f erfasst.

In Buchstabe h wird der Verweis auf das neue Energiegesetz angepasst.

Nach Buchstabe m müssen die Kapital- und Betriebskosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme des Netzbetreibers sowie die Vergütung nach Artikel 8c neu in der Kostenrechnung des Netzbetreibers separat ausgewiesen werden. Damit soll Transparenz über Art und Umfang der Kosten im Zusammenhang mit Steuerung und Regelung geschaffen werden. Zusätzlich weist der Netzbetreiber die Summe der Vergütungen, die er gestützt auf ein Vertragsverhältnis an Endverbraucher und Erzeuger ausrichtet, separat aus.



*Art. 8 Abs. 3, 3<sup>bis</sup> und 5 Messwesen und Informationsprozesse*

Absatz 3 wird redaktionell umgestaltet und teilweise in Absatz 3<sup>bis</sup> erfasst. Weiter wird in Absatz 3 der Verweis auf das neue Energiegesetz und die neue Energieverordnung angepasst. Zudem werden neu die Direktvermarktung und der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen aufgeführt. Der Netzbetreiber muss also den Beteiligten auch jene Messdaten und Informationen zur Verfügung stellen, die für die Direktvermarktung (Art. 21 EnG) und den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen notwendig sind. Selbstverständlich kann der Netzbetreiber nur jene Daten, die aus einem vertraglichen Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen resultieren, an den jeweiligen Vertragspartner des Endverbrauchers bzw. Erzeugers weitergeben, wie z.B. an ein Dienstleistungsunternehmen, das den Bezug des Endverbrauchers steuert. Der Netzbetreiber darf also Messdaten und Informationen nicht an solche Dritte weitergeben, die zwar intelligente Steuer- und Regelsysteme einsetzen, mit dem jeweiligen Endverbraucher bzw. Erzeuger aber in keinem diesbezüglichen Vertragsverhältnis stehen.

Die Datenbereitstellung erfolgt im Übrigen nach den bisher üblichen Prozessen des Netzbetreibers. Damit die Daten in der erforderlichen Qualität und im erforderlichen Zeitraum abgeliefert werden, sollen die in Artikel 8 Absatz 2 erwähnten Richtlinien (wie z.B. der Metering Code des VSE) sofern notwendig angepasst oder ergänzt werden. Die Fristen, aber auch die Vorgaben zur Qualität der Datenlieferung, werden nicht immer von allen Netzbetreibern gleich gut eingehalten. Gerade die Qualität einer Prognose für Stromlieferungen hängt stark von der jeweiligen Datenqualität ab. Im Vorfeld zur vorliegenden Verordnungsanpassung wurde deshalb geprüft, ob die Anforderungen an die form- und fristgerechte Datenlieferung direkt in der Verordnung konkretisiert und folglich die detaillierten Vorgaben aus dem Metering Code ganz oder teilweise aufgenommen werden sollten, um der Bedeutung der Datenqualität Rechnung zu tragen. Der Bundesrat entschied sich aber gegen eine detailliertere Verordnungsbestimmung und in Befolgung des Subsidiaritätsprinzips für die Richtlinie. Denn auch ohne eine solche Verordnungsbestimmung hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom), welche die Einhaltung des Stromversorgungsrechts überwacht, im Streitfall zu prüfen, ob im Zusammenhang mit einer konkreten Datenlieferung die „notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei“ (Art. 8 Abs. 3 StromVV) zur Verfügung gestellt wurden. Dabei wird sie die nach Art. 8 Abs. 2 StromVV massgebende Richtlinie heranziehen. Auch wenn es sich bei den Richtlinien um Selbstregulierungsnormen handelt und es ihnen im Vergleich zu einer Verordnung an Hoheitlichkeit fehlt, haben sie dadurch dennoch eine hinreichende Verbindlichkeit. Die ElCom wird bei ihrem Entscheid über die Frage der fristgerechten Datenlieferung eine Vorgabe aus einer solchen Richtlinie grundsätzlich übernehmen, ausser die ElCom kommt zum Schluss, dass die Vorgabe nicht sachgerecht ist (vgl. die Mitteilung der ElCom „Rechtsnatur von Richtlinien und Branchendokumenten“ vom 1. Februar 2010).

Absatz 5 wird aufgehoben, da bei allen Endverbrauchern und Erzeugern intelligente Messsysteme eingeführt werden. Die wiederkehrenden Kosten für Lastgangmessungen, die vor Inkrafttreten der vorliegenden Änderung eingesetzt wurden, sind wie bisher gemäss Artikel 8 Absatz 5 von den Endverbrauchern mit Netzzugang und den Erzeugern mit Anschlussleistung über 30 kVA zu tragen (vgl. Art. 31e Abs. 4, Satz 2). Im Übrigen gilt Artikel 13a Buchstabe a sowie Artikel 31e Absatz 4, Satz 1, was bedeutet, dass die Kosten anrechenbar sind.



#### Art. 8a Intelligente Messsysteme

Absatz 1 schreibt vor, dass nur noch intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen, die einen elektronischen Elektrizitätszähler, ein digitales Kommunikationssystem und ein Datenbearbeitungssystem aufweisen. Diese Elemente müssen bei ihrem Zusammenwirken den Anforderungen nach Absatz 2 entsprechen. Die Einführung der intelligenten Messsysteme soll möglichst flächendeckend erfolgen. Die zeitliche Abfolge der Einführung wird in der Übergangsbestimmung geregelt. Nicht erfasst von der Einführung sind die Messeinrichtungen hinter dem Messpunkt eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch.

Mit der Vorgabe, dass nur noch intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen, werden die Zuständigkeiten im Messwesen nicht geändert. Wie bisher sind die Netzbetreiber für das Messwesen und die Informationsprozesse zuständig (Art. 8 Abs. 1 StromVV). Die Verordnung führt die gesetzliche Vorgabe von Artikel 17a Absatz 2 StromVG, wonach insbesondere die Netzbetreiber zum Rollout verpflichtet werden können, aus, indem im Netzgebiet eines Netzbetreibers innerhalb der Übergangsfrist von zehn Jahren 80 Prozent der Messeinrichtungen intelligent sein müssen (Art. 31e Abs. 1 StromVV). Wegen der Zuständigkeitszuweisung in Artikel 8 Absatz 1 StromVV richtet sich diese Vorgabe grundsätzlich an die Netzbetreiber. Sollte aber der Messstellenbetrieb zu einem bestimmten Zeitpunkt liberalisiert sein, so könnten die Vorgaben auch für Dritte relevant werden. Im Zeitpunkt der Verordnungsänderung ist dies aber nicht der Fall. Insbesondere brachte auch das am 14. Juli 2017 ergangene Urteil des Bundesgerichts (BGE 2C\_1142/2016) keine solche Liberalisierung des Messstellenbetriebs. Das Bundesgericht äusserte sich explizit nicht zur Zuständigkeit beim Messstellenbetrieb (E. 2). Es hielt jedoch fest, dass ein Erzeuger, dessen Erzeugungsanlage eine Anschlussleistung von über 30 kVA hat, für die Fernauslesung der Lastgangmessung einen Dritten beauftragen könne, sofern dieser Dritte mit seiner Messdienstleistung den sicheren Betrieb des Netzes nicht gefährde.

An den Elektrizitätszähler eines intelligenten Messsystems gemäss Absatz 1 werden grundsätzlich die spezifischen Anforderungen gemäss der Verordnung des EJPD vom 26. August 2015 über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV; SR 941.251, vgl. auch Absatz 4) sowie zusätzlich die in Buchstabe a aufgelisteten Anforderungen gestellt, die sich im Anhang 2 EMmV wiederfinden. So sind Wirk- und Blindenergie zu messen und aus den Messwerten Lastgänge zu ermitteln. Eine weitergehende Datenbearbeitung und Nutzung insbesondere der Blindenergie ist damit nicht zwingend vorgegeben, sondern lediglich die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung. In der Regel sind diese Zähler standardmässig als Zweirichtungszähler ausgefertigt. Eine Zählung in beide Richtungen ist insbesondere dort vorzusehen, wo eine Einspeisung in das Netz erfolgen kann. Der Elektrizitätszähler soll die Werte mindestens über 60 Tage speichern können, selbst wenn die Stromversorgung des Elektrizitätszählers vorübergehend unterbrochen ist. Diese Speicherung stellt während dieses Zeitraums sicher, dass die originalen Werte verfügbar bleiben, falls diese im Datenbearbeitungssystem abhandeln kommen oder mit Fehlern in der Bearbeitung behaftet werden sollten. Der Stand der gesamthaft verbrauchten Energiemenge soll zudem über 4 Monate gespeichert werden gemäss der europäischen Richtlinie 2014/32/EU. Ziffer 3 fordert, dass die Elektrizitätszähler über Schnittstellen verfügen. Eine davon muss zur Anbindung an das Datenbearbeitungssystem genutzt werden und die bidirektionale Kommunikation ermöglichen. Zudem soll über eine weitere Schnittstelle der Endverbraucher oder der Erzeuger ein Gerät direkt an den Elektrizitätszähler anschliessen können, mit dem insbesondere Messwerte im Moment ihrer Erfassung und die Lastgänge ausgelesen, selber genutzt und weitergegeben werden können. Mit welcher Frequenz die Messwerte generiert werden, also ob zum Beispiel jede oder nur alle fünf Sekunden, ist damit nicht vorgegeben und hängt vom Zähler ab. Den Endverbrauchern und Erzeugern ist jederzeit der kostenlose Zugang zu dieser Schnittstelle und den Messwerten zu gewähren. Für die Schnittstellen sind anerkannte Standards zu verwenden, um die Entwicklung von Energiedienstleistungen nicht zu behindern. An den Messwandler eines intelligenten Messsystems werden durch die StromVV keine zusätzlichen Anforderungen gestellt.



Nach Artikel 8a Absatz 1 Buchstabe b bildet das Kommunikationssystem ein Element des intelligenten Messsystems. Grundsätzlich bestimmt der Netzbetreiber das digitale Kommunikationssystem. Es steht ihm dabei frei zu wählen, wie die Datenübermittlung erfolgt (ob über Stromkabel, Glasfaserkabel, Funk etc.). Das Kommunikationssystem soll aber effizient sein. Für das Kommunikationssystem ist die Zuständigkeit des Bundesamts für Kommunikation (BAKOM) zu beachten. Insbesondere sind die sogenannten technischen und administrativen Vorschriften des BAKOM zu berücksichtigen. Sofern über das Kommunikationssystem weitere Fernmeldedienste erbracht werden, sind die entsprechenden Kostenanteile nicht anrechenbar und von den Netzkosten eindeutig und nachvollziehbar abzugrenzen. Ist dies der Fall, ist nämlich davon auszugehen, dass das Kommunikationssystem für die Verwendung als intelligentes Messsystem nur zu einem kleinen Teil belegt wird.

Durch den Einsatz eines intelligenten Elektrizitätszählers werden zahlreiche Daten generiert. Diese können durch ein Datenbearbeitungssystem unterschiedlichen Umfangs verwaltet werden. Es soll nur ein Datenbearbeitungssystem gemäss Artikel 8a Absatz 1 Buchstabe c eingesetzt werden. An das Zusammenspiel der Elemente eines intelligenten Messsystems (Elektrizitätszähler, Kommunikationssystem, Datenbearbeitungssystem) werden in Artikel 8a Absatz 2 Anforderungen aufgestellt. Um die Interoperabilität von verschiedenen intelligenten Elektrizitätszählern unterschiedlicher Hersteller gewährleisten zu können, müssen diese nach Buchstabe a identifiziert werden können. Damit sollen Abhängigkeiten von Herstellern reduziert und die Investitionssicherheit für die Netzbetreiber erhöht werden. Die international anerkannten Standards wie z.B. ISO/IEC 62056 (DLMS/COSEM)<sup>12</sup> sind zu beachten.

Der Teil der Software der Elektrizitätszähler, der keine Auswirkungen auf seine messtechnischen Eigenschaften hat, soll nach Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe b aktualisiert werden können. Gemäss Stand der Technik kann die Software in einen metrologisch nicht relevanten und einen metrologisch relevanten Bereich aufgeteilt werden, damit Aktualisierungen keine messtechnische Prüfung auslösen. Dies ist eine minimale Investition mit erheblichen Vorteilen. Ohne diese Trennung erfordert eine beliebige Softwareaktualisierung zwingend eine Eichung und darf daher nicht aus der Ferne vorgenommen werden. Zudem ist in einem solchen Fall eine Ergänzung des Bauartprüfzertifikats erforderlich. Dies ist durch die Vorgaben der europäischen Messmittelrichtlinie 2014/32/EU unvermeidlich vorgegeben. Mit der Softwaretrennung können z.B. Funktionen zur informationstechnischen Sicherheit, Kommunikationsschnittstellen oder Steuerausgänge ohne erneute Eichung aktualisiert werden.

Mit Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe c erhält der Endverbraucher oder Erzeuger die Möglichkeit, beim Netzbetreiber Lastgangwerte und bei Bedarf weitere, ihn betreffende Messdaten abzufragen. Ob der Netzbetreiber dafür ein internetbasiertes oder sonst ein Kundenportal zur Verfügung stellt, steht ihm frei. Dem Endverbraucher oder Erzeuger muss eine Auswahl von den ihn betreffenden Daten leicht verständlich und während eines bestimmten Zeitraums zur Verfügung gestellt werden. Das betrifft die Wirkenergie über die abrechnungsrelevanten Tarifzeiten, Lastgänge und z.B. historische tages-, monats- und jahresbezogene Werte des Energieverbrauchs. Wichtig ist, dass die Lastgangwerte verständlich visualisiert und Stromsparerpotentiale aufgezeigt werden. Um diese Dateneinsicht zu erhalten, muss sich der Endverbraucher oder Erzeuger ausweisen beziehungsweise im System authentifizieren. Bei einem internetbasierten Kundenportal könnte die Möglichkeit angeboten werden, dass mit verschiedenen Endgeräten darauf zugegriffen werden kann.

Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe d gibt vor, dass intelligente Messsysteme die Voraussetzungen aufweisen müssen, um digitale Messmittel anderer Medien wie z.B. Gas, Wasser, Fernwärme einzubinden. So wird ermöglicht, dass auch stromfremde Messdaten über das intelligente Messsystem abgerufen und verwaltet werden können. Die zusätzlichen Kosten der entsprechenden Erweiterungen und der Messdatenverwaltung für andere Medien sind nicht an die Netzkosten des Netzbetreibers anrechenbar und daher von seinen Netzkosten eindeutig und nachvollziehbar abzugrenzen.

<sup>12</sup> Vgl. Website der International Electrotechnical Commission (IEC); <https://webstore.iec.ch/home>.





Intelligente Steuer- und Regelsysteme, die der Netzbetreiber nach Artikel 8c StromVV verwendet, sollen ebenfalls über eine Schnittstelle eingebunden werden. Diese ermöglicht es dem Netzbetreiber, solche Steuer- und Regelsysteme über das intelligente Messsystem zu betreiben und mit ihnen zu kommunizieren. Beispielhaft sind hier die Rundsteuerungen genannt, die unter den Voraussetzungen des Artikels 8c StromVV über das intelligente Messsystem betrieben werden können. Nicht vorausgesetzt wird, dass das intelligente Messsystem des Netzbetreibers auch intelligente Steuer- und Regelsysteme von Dritten technisch einbinden können muss. In Artikel 8c Absatz 4 StromVV ist geregelt, unter welchen Bedingungen der Netzbetreiber Dritten den Zugang zu den vom Netzbetreiber eingesetzten Steuer- und Regelsystemen gewähren muss.

Manipulationen (wie z.B. Ein- oder Ausschalten) und andere, insbesondere digitale Fremdeinwirkungen (wie z.B. Schadprogramme) auf den Zähler sollen nach Artikel 8a Absatz 2 Buchstabe e erkannt, protokolliert und dem Netzbetreiber gemeldet werden.

In militärischen Anlagen, die dem Bundesgesetz vom 23. Juni 1950 über den Schutz militärischer Anlagen (SR 510.518) unterstehen, müssen keine intelligenten Messsysteme eingesetzt werden (Abs. 3). Die Pflicht zum Einsatz von intelligenten Messsystemen kann zudem von der EICom relativiert werden. Eine Ausnahme ist dann zu gewähren, wenn der Einsatz zum Aufwand unverhältnismässig ist. Dabei soll dem Effizienzgedanken Rechnung getragen werden, gerade wenn das Verhältnis von den Kosten zu den Nutzen im Ungleichgewicht steht. Es kann zwar sinnvoll sein, zum Beispiel in sehr abgelegenen Berghütten elektronische Elektrizitätszähler einzusetzen, dagegen aber zu aufwändig, diese Zähler auch an ein digitales Kommunikationssystem anzubinden. Das Ziel der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen soll aber trotzdem nicht aus den Augen verloren werden. Deshalb können Ausnahmegewilligungen auch befristet erteilt werden. Es wird erwartet, dass sich der Aufwand der EICom für diese Ausnahmegewilligungen in Schranken hält.

Mit Absatz 4 wird der Bezug zur Messmittelverordnung (MessMV, SR 941.210) hergestellt. Der Geltungsbereich der Messmittelverordnung und der entsprechenden Ausführungsvorschrift EMmV erstreckt sich zwar nicht auf sämtliche Elektrizitätszähler, wie sie aufgrund von Art. 8a eingesetzt werden. So sind beispielsweise Zähler bei grossen Industriebetrieben, auf Campingplätzen und vergleichbaren Anlagen sowie an Ladestationen für Elektrofahrzeuge nicht vom Geltungsbereich der EMmV erfasst (Art. 2). Soweit aber der Geltungsbereich mit Art. 8a deckungsgleich ist, gelten sowohl die MessMV als auch die EMmV.

#### *Art. 8b*      Datensicherheitsprüfung

Die Datensicherheit ist ein wesentlicher Teil eines intelligenten Messsystems. Deshalb sieht dieser Artikel in Absatz 1 vor, dass nur intelligente Messsysteme eingesetzt werden dürfen, deren Elemente erfolgreich geprüft wurden. Auf Basis einer Schutzbedarfsanalyse des Bundesamts für Energie (BFE)<sup>13</sup> sind durch Netzbetreiber und Hersteller Richtlinien zu entwickeln. Diese bezeichnen, welche Elemente welchen sicherheitstechnischen Anforderungen genügen müssen, um die Datensicherheit zu gewährleisten und identifizierte Bedrohungen und Risiken zu reduzieren. Die Richtlinien enthalten Prozesse, wie die Wirksamkeit der Anforderungen geprüft werden muss. Diese Prüfung wird zurzeit nur bei intelligenten Messsystemen vorausgesetzt, nicht auch bei intelligenten Steuer- und Regelsystemen, da sich hier die technischen Entwicklungen noch im Fluss befinden.

Der Bundesrat kann die technischen Mindestanforderungen für die intelligenten Messsysteme festlegen (Art. 17a Abs. 3 StromVG). Zum einen hat er diese Mindestanforderungen in Artikel 8a definiert, zum anderen Teil hat er diese Aufgabe im Sinn des Subsidiaritätsprinzips (Art. 3 Abs. 2 StromVG) im

<sup>13</sup> Vgl. hierzu „Schutzbedarfsanalyse Smart Metering in der Schweiz“, AWK Group AG, 17. September 2016 ([http://www.bfe.admin.ch/smart-grids/index.html?lang=de&dossier\\_id=06727](http://www.bfe.admin.ch/smart-grids/index.html?lang=de&dossier_id=06727)).



Bereich der Datensicherheit an die Branche delegiert (Abs. 2). Gestützt auf die Schutzbedarfsanalyse des BFE erstellen die Hersteller und Netzbetreiber die entsprechende Richtlinie. Zur Datensicherheit gehört aber auch, dass die Einhaltung der entsprechenden technischen Anforderungen gemäss dieser Richtlinie geprüft wird. Die Aufgabe, solche Prüfungen durchzuführen, wird dem Eidgenössischen Institut für Metrologie (Metas) übertragen (Abs. 3). Es ist angezeigt, diese erste Phase der Einführung und Prüfung von intelligenten Messsystemen eng staatlich zu begleiten. Das Metas kann aber immerhin für solche Prüfungen oder Teilen davon auch Dritte beiziehen, was es voraussichtlich tun wird. Sollte in einem späteren Zeitpunkt das Bedürfnis bestehen, nebst dem Metas weitere Prüfstellen zu bezeichnen, wäre dies auf dem Weg einer Verordnungsanpassung möglich.

#### Art. 8c Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

Grundsätzlich können die Endverbraucher und Energieerzeuger ihren Energieverbrauch bzw. ihre Einspeisung selber steuern und regeln. Es liegt in ihrer Entscheidung, ob bei ihnen intelligente Steuer- und Regelsysteme eingesetzt werden und ob sie den Netzbetreiber oder einen anderen Dritten mit dem Betrieb dieser Systeme beauftragen. Dieser Grundsatz, dass das Einverständnis von Endverbraucher und Erzeuger beim Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen vorliegen muss, ist in Artikel 17b StromVG verankert. Sofern sich ein Endverbraucher oder ein Erzeuger für den Netzbetreiber des entsprechenden Netzgebiets entscheidet, bestimmt nun Artikel 8c, unter welchen Bedingungen der Netzbetreiber im Rahmen des sicheren, effizienten und leistungsfähigen Netzbetriebs die Einspeisung des Erzeugers oder den Verbrauch des Endverbrauchers steuern und regeln darf.

Ist der Endverbraucher oder Erzeuger damit einverstanden, dass der Netzbetreiber bei ihm ein intelligentes Steuer- und Regelsystem einsetzt, dann vereinbaren sie wie das System installiert und eingesetzt wird (Auswahl der Verbrauchsgeräte oder der Erzeugungsanlage und Umfang des Einsatzes) sowie die Vergütung für den Einsatz (Abs. 1 Bst. a - c). Die Zustimmung eines Endverbrauchers und Erzeugers muss selbstverständlich freiwillig erfolgen. Begrifflich sind die Installation oder die Ausstattung von der Verwendung oder dem Einsatz zu unterscheiden. Damit ein solches System verwendet oder eingesetzt werden kann, muss es zuerst installiert sein bzw. muss der Endverbraucher oder Erzeuger zuerst mit einem System ausgestattet sein. Der Zweck der vertraglichen Verwendung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen durch den Netzbetreiber ist der sichere, leistungsfähige und effiziente Netzbetrieb. Nicht dazu gehört z. B. die Optimierung des Eigenverbrauchs, da diese vor allem im Interesse des Eigenverbrauchers und nicht zwingend des Netzbetreibers liegt. Je nach Umfang der kontrahierten Leistung kann die Effizienzwirkung darin liegen, dass das Verteilnetz nicht verstärkt oder ausgebaut werden muss. Hierunter fällt z. B. die geplante Verhinderung von thermischen Betriebsmittelüberlastungen, von Verletzungen der Spannungsbandgrenzen oder eine Vermeidung von hohen Lastspitzen gegenüber vorliegenden Netzen. Die Idee ist, dass es kostengünstiger ist, wenn der Netzbetreiber auf Flexibilität zugreifen kann, als wenn er sein Netz ausbauen müsste. Erteilt der Endverbraucher oder Erzeuger dem Netzbetreiber seine Zustimmung, regeln die Parteien vertraglich die Bedingungen gemäss den Buchstaben a - c. Es ist den Parteien vorbehalten, weitere Vertragselemente zur Interessenwahrung zu vereinbaren wie zum Beispiel Vertragsdauer, Kündigungs- und Zahlungsmodalitäten, weitere Leistungen und Sorgfaltspflichten. Aber auch Bedingungen darüber, ob und wie der Endverbraucher oder Erzeuger seine Flexibilität mehrfach vermarkten darf und wie eine notwendige Abstimmung zwischen den Parteien zu erfolgen hat, sind vertraglich zu vereinbaren (unter Vorbehalt von Abs. 6).

Die Vergütung soll nach Absatz 2 angemessen sein und auf sachlichen Kriterien beruhen. Die Ansätze für die Vergütung dürfen zudem nicht diskriminierend sein. Sachgerecht ist es zum Beispiel, wenn die Vergütung einen Bezug zur zeitlichen Verfügbarkeit hat. So soll ein möglicher Einsatz über fünf Stunden anders vergütet werden als einer über eine Stunde.





Die Informationen in Absatz 3 sollen öffentlich zugänglich sein. Beispielsweise kann sie der Netzbetreiber im Internet aufschalten. Dies fördert die Transparenz über die Bedingungen des Netzbetreibers. Die relevanten Informationen umfassen die Ansätze für Vergütungen in Beziehung zu Umfang (Leistung) und Dauer (Schalt- oder Sperrzeiten) z.B. im Sinne von vergünstigten Tarifen oder Direktzahlungen. Personenbezogene Daten sind nicht zu publizieren. Gestützt auf diese Information soll der Endverbraucher oder der Erzeuger besser Vergleiche mit Drittanbietern ziehen und entscheiden können, welchem Anbieter er die Steuerung seiner Anlagen überträgt.

Absatz 4 stellt sicher, dass Dritte den diskriminierungsfreien Zugang zu intelligenten Steuer- und Regelsystemen erhalten, sofern diese vom Netzbetreiber über die Netzkosten finanziert wurden. Damit sollen Dritte keinen Wettbewerbsnachteil erleiden. Voraussetzung ist, dass die vom Netzbetreiber eingesetzten intelligenten Steuer- und Regelsysteme technisch in der Lage sind, den Dienst eines Dritten sicherzustellen. Der Dritte, der um Zugang nachsucht, kann vom Netzbetreiber nicht verlangen, dass er technisch nachrüstet. Zudem darf eine solche Drittnutzung nicht den sicheren Netzbetrieb gefährden. Bezieht der Netzbetreiber vom Drittnutzer eine Entschädigung, muss er diese als Ertrag den anrechenbaren Betriebskosten zuführen.

Absatz 5 erlaubt es dem Netzbetreiber, auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers intelligente Steuer- und Regelsysteme zu installieren, sofern damit potentielle erhebliche Gefährdungen des sicheren Netzbetriebs verhindert werden könnten.

Folgt ein solcher Einsatz zur Abwendung einer unmittelbaren, erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs, ist dieser ohne vorgängige Information und Zustimmung des Endverbrauchers oder Erzeugers zulässig (Abs. 6). Zu diesem Zweck darf der Netzbetreiber jederzeit und ohne Zustimmung beziehungsweise Genehmigung auf die Steuer- und Regelsysteme, die er mit Zustimmung und an neuralgischen Punkten im Netz installiert hat sowie auch auf bereits eingebaute Rundsteuerungen, einwirken. Hierzu hat er in der Regel Netzknoten als neuralgische Punkte vorgängig identifiziert. Ein solcher Einsatz wird den Endverbrauchern und den Erzeugern nicht vergütet. Er geht den vertraglich vereinbarten Steuerungen und Regelungen vor, und zwar sowohl jenen aufgrund eines zwischen dem Netzbetreiber und dem Endverbraucher oder Erzeuger abgeschlossenen Vertrags als auch jenen aufgrund eines Vertrags zwischen Dritten und dem Endverbraucher oder Erzeuger. Die Endverbraucher und Erzeuger sind über einen solchen Ausnahmefall zu informieren. Die Information enthält die Häufigkeit, den Grund, den Umfang, die Dauer und die Art und Weise dieser Schaltungen.

#### *Art. 8d* Umgang mit Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen

Da es möglich ist, aus Lastgangwerten Personendaten zu gewinnen und Persönlichkeitsprofile zu erstellen, geht es in Artikel 8d darum, den Umgang damit zu konkretisieren. Mit Absatz 1 wird die rechtliche Grundlage dafür geliefert, dass der Netzbetreiber Lastgangwerte mit einer Periodizität von 15 Minuten und mehr bearbeiten kann. Zur Bearbeitung von Lastgangwerten mit einer Periodizität von weniger als 15 Minuten braucht der Netzbetreiber die ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers. Absatz 1 bestimmt weiter, zu welchem Zweck der Netzbetreiber Personendaten und Persönlichkeitsprofile bearbeiten kann. Ferner wird vorgegeben, dass solche Daten nur pseudonymisiert bearbeitet werden dürfen. Das heisst, dass alle Daten, die Rückschlüsse auf eine konkrete Person zulassen, durch neutrale Angaben (Pseudonym) ersetzt werden müssen. Dabei müssen nicht-sprechende Identifikatoren verwendet werden. Das Pseudonym steht dann stellvertretend für die betroffene Person. Auch indirekt identifizierende Informationen, also wenn verschiedene Informationen zusammen Aufschluss über die Identität einer Person geben, dürfen nicht verwendet werden. Mitarbeitende des Netzbetreibers können somit die Personendaten nicht direkt einer Person zuordnen. Im Unterschied zur Anonymisierung verfügt der Netzbetreiber bei der Pseudonymisierung über eine Konkordanztab-



elle, mit der er die Pseudonyme den Personen zuordnen kann.<sup>14</sup> Diese Zuordnung wird bei der Rechnungsstellung der Netznutzungs- und Energieentgelte zwingend notwendig sein. Der Netzbetreiber hat sich so zu organisieren, dass nur ein kleiner Kreis von Mitarbeitenden Zugang zu den Personendaten, den Persönlichkeitsprofilen und der Konkordanztafel der Pseudonyme hat. Betraut der Netzbetreiber einen Dritten mit Messdienstleistungen (Art. 8 Abs. 3), ist er dafür verantwortlich, dass er dem Dritten die Rechte und Pflichten aus der vorliegenden Bestimmung über den Umgang mit Daten entsprechend überträgt. Der Netzbetreiber bleibt aber auch bei einer Beauftragung grundsätzlich in der Verantwortung.

Personendaten und Persönlichkeitsprofile, die aus den Messdaten gewonnen werden, dürfen nach Absatz 2 grundsätzlich nur pseudonymisiert an Beteiligte im Sinn von Artikel 8 Absatz 3 StromVV weitergegeben werden. Der Schlüssel bzw. die Konkordanztafel zu den Pseudonymen verbleibt beim Netzbetreiber. Je nach Empfänger und dessen Verwendungszweck aggregiert der Netzbetreiber die pseudonymisierten Personendaten entsprechend und zeitlich sobald als möglich. Wenn beispielsweise ein Lieferant einen Hoch- und einen Niedertarif anbietet, erhält er die Energieverbrauchswerte aggregiert zu den entsprechenden Tarifzeiten. Für die Abrechnung verfügt der Energielieferant über die notwendigen Angaben, um die pseudonymisierten Daten dem richtigen Endverbraucher und Kunden zuzuweisen. Für den Fall, dass der Energielieferant Bezugsprofile zu Prognosezwecken benötigt, erhält er die historischen 15-Minuten-Lastgangwerte. Diese müssen jedoch aggregiert auf eine Kundengruppe sein, ausser der Liefervertrag sehe etwas anderes vor. Im Übrigen gilt, dass die Bearbeitung und Weitergabe weiterer Personendaten immer dann zulässig ist, wenn die betroffene Person zustimmt.

Der Netzbetreiber bestimmt gemäss Absatz 4 grundsätzlich selber, wie oft er die Daten des intelligenten Messsystems abrufen. Die Auslesung soll dabei maximal einmal im Tag erfolgen.

Der Datenschutz und die Datensicherheit haben beim Einsatz intelligenter Mess-, Steuer- und Regelsysteme einen hohen Stellenwert. Deswegen hat der Netzbetreiber gestützt auf Absatz 5 allgemeine und besondere Massnahmen zu treffen, welche die Datensicherheit gewährleisten. Massnahmen aufgrund der Verordnung zum Bundesgesetz über den Datenschutz (VDSG; SR 235.11) sollen unter Beachtung internationaler Normen umgesetzt werden. Darunter fallen insbesondere ISO/IEC 27001, 27002, 27019<sup>15</sup> oder NISTIR 7628<sup>16</sup>.

## 2. Abschnitt: Netzzugang und Netznutzungsentgelt

### Art. 13a Anrechenbare Kosten von Mess-, Steuer- und Regelsystemen

Die Kapital- und Betriebskosten von Messsystemen nach dieser Verordnung gelten als anrechenbare Kosten. Auch die Kosten für das Kommunikationssystem sind grundsätzlich anrechenbar, wenn es die technischen und systemischen Mindestanforderungen erfüllt. Moderne Kommunikationssysteme, z. B. Glasfasersysteme, verfügen häufig über sehr hohe Kapazitäten, die zudem an Dritte weitervermietet werden können. Die effektiven Kosten für das Kommunikationssystem oder für den tatsächlichen Umfang des Einsatzes als intelligentes Messsystem sind über einen sachgerechten Kostenschlüssel zu ermitteln und auszuweisen.

Wird das durch Artikel 8a Absatz 1 Buchstabe c vorgeschriebene Datenbearbeitungssystem durch ein Energiedatenmanagementsystem umgesetzt, das im Vergleich zu den von der Verordnung vorausgesetzten Funktionalitäten eines Datenbearbeitungssystems weitere Funktionen aufweist, sind die entsprechenden zusätzlichen Kosten im Zusammenhang mit Artikel 8a nicht anrechenbar und gesondert

<sup>14</sup> Vgl. auch „Leitfaden zu den technischen und organisatorischen Massnahmen des Datenschutzes des EDÖB, August 2015 ([www.edoeb.admin.ch/datenschutz](http://www.edoeb.admin.ch/datenschutz), Register Dokumentation).

<sup>15</sup> Vgl. Website der International Electrotechnical Commission (IEC); <https://webstore.iec.ch/home>

<sup>16</sup> Vgl. Website des National Institute of Standards and Technology (NIST); <https://www.nist.gov/>



aufzuführen. Dies aus dem Grund, dass Quersubventionierungen zwischen dem Netzbetrieb und anderen Tätigkeitsbereichen nicht erlaubt sind (Art. 10 Abs. 1 StromVG).

Die Kapital- und Betriebskosten von intelligenten Steuer- und Regelsystemen, die im Sinn von Artikel 8c eingesetzt werden, sind ebenfalls anrechenbar. Entzieht ein Endverbraucher oder Erzeuger dem Netzbetreiber die Zustimmung zur Verwendung solcher Systeme, so bleiben die Kapital- und Betriebskosten der bereits installierten Systeme weiterhin anrechenbar. Nach Entzug der Zustimmung muss ein bereits installiertes intelligentes Steuer- und Regelsystem also nicht entfernt werden. Bei Mieterwechsel kann der neue Mieter die Zustimmung wieder erteilen. Gegebenenfalls muss das System aber auch bei unmittelbaren, erheblichen Gefährdungen eingesetzt werden.

Auch die Vergütungen, die der Netzbetreiber aufgrund von Artikel 8c Absatz 1 ausrichtet, stellen anrechenbare Kosten dar. Dagegen sind die Aufwände für vertragliche Dienstleistungen des Netzbetreibers gegenüber Dritten, die zum Beispiel der Optimierung des Eigenverbrauchers dienen oder Mehrwerte auf den Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergiemärkten erwirtschaften, nicht anrechenbar. Sie sind nachvollziehbar abzugrenzen. Baut ein Dritter beim Endverbraucher oder Erzeuger Steuer- und Regelsysteme ein und entstehen dem Netzbetreiber dadurch Kosten, kann er diese Kosten dem Dritten in Rechnung stellen. Solche Kosten umfassen zum Beispiel die Beeinträchtigung der durch den Netzbetreiber bereits installierten Infrastruktur.

#### *Art. 15 Abs. 2 Bst. b und c*

Der Verweis auf das Energiegesetz in Buchstabe b wird angepasst und Buchstabe c aufgehoben, da der Netzzuschlag neu von der Vollzugsstelle und nicht mehr von der Swissgrid erhoben wird (Art. 35 Abs. 1 EnG).

#### *Art. 18      Netznutzungstarife*

Absatz 1 ist unverändert und gilt wie bisher.

Nach Absatz 2 ist ein vergleichbares Bezugsprofil der Endverbraucher massgebend, um innerhalb einer Spannungsebene eine Kundengruppe zu bilden. Während die Verbrauchscharakteristik den zeitlichen Verlauf der von Endverbrauchern verbrauchten Energie ausweist, zeigt das Bezugsprofil den zeitlichen Verlauf der aus dem Netz bezogenen Energie auf. Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe c StromVG bestimmt, dass die Netznutzungstarife sich am Bezugsprofil orientieren und im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein müssen. In welcher Abstufung der Netzbetreiber die Kundengruppen aufgrund des Bezugsprofils bildet, wird im Gesetz nicht vorgegeben. Es ist dennoch sinnvoll, für die kleineren Endverbraucher und Eigenverbraucher die Erheblichkeit als Abgrenzungskriterium beizuziehen, wie dies die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 zu Artikel 14 Absatz 3 Buchstabe c StromVG vorsieht. Aus dieser Überlegung wird bei einer Anschlussleistung bis 30 kVA davon ausgegangen, dass diese vergleichbar sind und nicht erheblich voneinander abweichen. Deshalb ist bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 30 kVA von einem vergleichbaren Bezugsprofil auszugehen. Bis zu einer Anschlussleistung von 30 kVA ist also für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften nur eine Kundengruppe (Basiskundengruppe) erlaubt. Diese kann z. B. einen Einfachtarif aber auch einen Doppeltarif erhalten. Andere Netznutzungstarife kann der Netzbetreiber diesen Kunden nach Massgabe von Absatz 4 zur Auswahl stellen.

Grundsätzlich besteht der Netznutzungstarif nach Absatz 3 für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften auf der Spannungsebene unter 1 kV zu mindestens 70 Prozent aus einem nicht degressiven Arbeitstarif, wenn der Jahresverbrauch nicht 50 MWh übersteigt. Bisher war bei solchen Endverbrauchern in der Regel keine Leistungsmessung installiert. Die restlichen 30 Prozent des Netz-



nutzungstarifs werden mit einem Standardlastprofil oder Grundtarif bestimmt. Mit der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme nach Artikel 8a und 31e erhalten alle Endverbraucher nach und nach eine Leistungsmessung. Sobald eine Leistungsmessung vorhanden ist, können die Netzbetreiber diesen Endverbrauchern einen anderen Netznutzungstarif zur Auswahl stellen, dessen Arbeits-tarif-Anteil auch weniger als 70 Prozent betragen kann (vgl. Abs. 4). Nimmt der Endverbraucher das Angebot an, wechselt er in eine andere Kundengruppe.

Absatz 4 ermöglicht es dem Netzbetreiber, den Endverbrauchern nach Absatz 2 weitere Netznutzungstarife zur Auswahl zu stellen. Dies umfasst auch mögliche Vergütungen nach Artikel 8c. Endverbrauchern, wie sie in Absatz 2 und 3 definiert sind und bei denen eine Leistungsmessung eingesetzt wird, können ebenfalls andere Netznutzungstarife angeboten werden, die einen tieferen Anteil Arbeits-tarif enthalten können. Jeder Endverbraucher entscheidet darüber, welchen von den angebotenen Tarifen er auswählt. Er kann aber grundsätzlich auch in der Basiskundengruppe bleiben. Die Angebote haben selbstverständlich den Kriterien des Artikels 14 Absatz 3 StromVG zu entsprechen.

#### **4. Kapitel: Systemdienstleistungen und Bilanzgruppen**

*Art. 22 Abs. 3*

Der Verweis auf das neue EnG wird angepasst.

*Art. 24 Bilanzgruppe für erneuerbare Energien*

Absatz 1 bleibt unverändert.

In Absatz 2 wird der Verweis angepasst.

In Absatz 3 fallen die *anderen* Bilanzgruppen weg, da die Bilanzgruppe für erneuerbare Energien (BG-EE) die Aufgaben, für die die anderen Bilanzgruppen die Fahrpläne bisher benötigt haben, gemäss Artikel 27 der neuen Energieförderverordnung (EnFV) neu selber wahrnimmt. Hierzu ist aber noch die Übergangsbestimmung von Artikel 31h zu beachten.

Absatz 4 (vorher Absatz 6) besagt, dass die Kosten für die unvermeidbare Ausgleichsenergie sowie die Vollzugskosten nicht mehr bei der Swissgrid, sondern beim BFE zulasten des Netzzuschlagsfonds einzufordern sind. Unvermeidbar ist die Ausgleichsenergie dann, wenn sie trotz guter Prognose nicht zu verhindern war. Der Verantwortliche der BG-EE ist angehalten, eine gute Prognosegüte zu erzielen und dadurch möglichst die Rechnungstellung für Ausgleichsenergie zu vermeiden.

Der bisherige Absatz 5 wird aufgehoben, da sich diese Regelung gestützt auf Artikel 19 Absatz 7 Buchstabe g EnG neu in Artikel 27 EnFV befindet.

*Art. 24a Vergütung an die nationale Netzgesellschaft*

Dieser Artikel trat aufgrund einer Teilrevision der StromVV am 1. Januar 2017 in Kraft, wird jedoch im Rahmen der vorliegenden Revision aufgehoben. Das neue Einspeisevergütungssystem wird vollständig durch das EnG und die EnFV geregelt.

*Art. 24b Verweigerung der Vergütung*

Dieser Artikel trat aufgrund einer Teilrevision der StromVV am 1. Januar 2017 in Kraft, wird jedoch im Rahmen der vorliegenden Revision aufgehoben. Das neue Einspeisevergütungssystem wird vollständig durch das EnG und die EnFV geregelt.

*Art. 25 Zuordnung der Einspeisepunkte*

In Artikel 25 werden die Verweise angepasst und klarer formuliert, dass sich die Bilanzgruppenzuordnung von Einspeisepunkten nach dem Umfang der abgenommenen Elektrizität richtet.



#### *Art. 26 Abs. 3* Regel- und Ausgleichsenergie

In Absatz 3 wird der Begriff Produzent mit dem synonymen Begriff Erzeuger ersetzt. Im StromVG und in der StromVV werden einheitlich der Begriff Erzeuger verwendet, im EnG und EnV dagegen Produzent. Zudem werden die Verweise angepasst und der Absatz redaktionell überarbeitet.

## **5. Kapitel: Schlussbestimmungen**

### **1. Abschnitt: Vollzug**

#### *Art. 27 Abs. 4 und 5*

Durch den neuen Artikel 8b sind die Netzbetreiber und Hersteller verpflichtet, eine Richtlinie zu erstellen. Deshalb wird in der Aufzählung in Absatz 4 Artikel 8b neu aufgenommen. In Absatz 5 wird der Verweis auf das Energiegesetz angepasst.

### **3. Abschnitt: Übergangsbestimmungen**

#### *Art. 29* Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung

Nach bisherigem Recht waren die Erzeuger mit Anschlussbedingungen nach Artikel 28a EnG vom 26. Juni 1998 von der Pflicht zur Installation einer Lastgangmessung befreit. Diese Bestimmung wird nun aufgehoben. Die darin erwähnten Erzeuger sind neu ebenfalls mit intelligenten Messsystemen nach Massgabe der Übergangsbestimmungen auszustatten. Die Einführung der intelligenten Messsysteme soll möglichst flächendeckend erfolgen. Die entsprechenden Kosten sind anrechenbar (Artikel 13a Buchstabe a und 31e Absatz 4).

### **4a. Abschnitt: Übergangsbestimmung zur vorliegenden Änderung**

#### *Art. 31e* Einführung intelligenter Messsysteme

Die Einführungsfrist für intelligente Messsysteme nach Artikel 8a wird in Absatz 1 auf zehn Jahre festgelegt. Bis zum Ablauf dieser Übergangsfrist müssen 80 Prozent aller verwendeten Messeinrichtungen bei Endverbrauchern und Erzeugern im Netzgebiet eines Netzbetreibers den Anforderungen nach Artikel 8a und 8b entsprechen. Danach sind beim Ersatz von anderen Messeinrichtungen in jedem Fall intelligente Messsysteme nach den Artikeln 8a und 8b einzusetzen.

Grundsätzlich bestimmt der Netzbetreiber innerhalb der Übergangsfrist den konkreten Zeitpunkt des Einbaus bei in seinem Netzgebiet angeschlossenen Endverbrauchern und Erzeugern (Absatz 2). Sobald aber ein Endverbraucher den freien Netzzugang wählt oder ein Erzeuger eine Neuanlage, und zwar unabhängig von deren Anschlussleistung, an das Elektrizitätsnetz anschliessen lässt, muss der Netzbetreiber ein verordnungskonformes, intelligentes Messsystem einbauen. Im Sinne eines effizienten Netzbetriebs ersetzt ein Netzbetreiber im Übrigen in erster Linie bisherige Messeinrichtungen, die nicht mehr funktionieren bzw. deren Lebensdauer am Ende ist und die abgeschrieben sind. Dadurch sollen so wenige Restwerte wie möglich verloren gehen. Die Lebensdauer einer bisherigen Messeinrichtung darf aber nicht durch den Austausch von Kernkomponenten verlängert werden. Werden Messstellen neu eingerichtet (z.B. bei Neubau, Sanierung), sind auch dort solche intelligente Messsysteme einzubauen. Sofern dies technisch möglich ist und den Anforderungen von Artikel 8a entspricht, ist der Netzbetreiber im Sinne der Effizienz zudem gehalten, eine bestehende Lastgangmessung in sein intelligentes Messsystem zu integrieren.



Absatz 3: Bis Ende 2018 kann der Netzbetreiber Endverbraucher, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, die eine neue Erzeugungsanlage anschliessen, mit Messsystemen ausstatten, die Artikel 8a und 8b noch nicht entsprechen müssen, weil die Richtlinie für die Datensicherheit und ihre Prüfung nach Artikel 8b noch nicht vollständig erarbeitet ist. Diese Messeinrichtungen müssen aber mindestens aus elektronischen Messmitteln mit Lastgangmessung der Wirkenergie und einem Kommunikationssystem mit automatisierter Datenübermittlung bestehen sowie mit einem Datenbearbeitungssystem verbunden sein. Wurden solche Messsysteme schon vor dem Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 installiert, und zwar auch bei anderen Endverbrauchern als solchen, die von ihrem Anspruch auf Netzzugang Gebrauch gemacht haben, fallen solche Systeme ebenfalls unter Absatz 3. Es handelt sich dabei im Prinzip um intelligente Messsysteme, die aber nicht alle einzelnen Funktionalitäten nach Artikel 8a aufweisen und die Prüfung der Datensicherheit nach Artikel 8b noch nicht ablegen mussten. Der Netzbetreiber darf diese bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent nach Absatz 1 zurechnen. Allerdings beinhaltet diese Vorgabe, dass beim Ersatz von Elementen eines solchen Systems die Vorgaben der Artikel 8a und 8b eingehalten werden müssen.

Absatz 4 bestimmt, dass die Betriebs- und Kapitalkosten von Messeinrichtungen, die Artikel 8a und 8b noch nicht entsprechen, aber gemäss der Übergangsbestimmung weiterhin eingesetzt werden dürfen, auch weiterhin anrechenbar sind. Bestehende Lastgangmessungen mit automatischer Datenübermittlung, die bei Endverbrauchern oder Erzeugern im Einsatz sind, können bis zum Ende ihrer Lebensdauer eingesetzt werden. Auch hier gilt, dass die Lebensdauer nicht durch den Austausch von Kernkomponenten verlängert werden darf. Da im bisherigen Artikel 8 Absatz 5 die Endverbraucher mit Netzzugang und Erzeuger mit einer Anschlussleistung von über 30 kVA die wiederkehrenden Kosten zu tragen hatten, soll dies auch weiterhin gelten. Allfällige Restwerte werden ihnen nicht ersetzt.

Müssen durch die Einführung der intelligenten Messsysteme innerhalb der Übergangsfrist Messeinrichtungen des Netzbetreibers ausgebaut werden, die noch nicht vollständig abgeschrieben sind, sind die Restwerte als Sonderabschreibung anrechenbare Kosten (Absatz 5).

#### *Art. 31f* Einsatz intelligenter Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb

Der Netzbetreiber kann bisher verwendete intelligente Steuer- und Regelsysteme (insbesondere Rundsteuerungsanlagen) weiterhin einsetzen und zwar solange, bis der Endverbraucher diese Verwendung ausdrücklich untersagt. Es liegt somit in Fällen, in denen der Endverbraucher Zugriffe durch den Netzbetreiber kennt und toleriert (z.B. bei flächendeckenden Sperrzeiten), an ihm, aktiv auf den Netzbetreiber zuzugehen, wenn er den Zugriff durch den Netzbetreiber neu regeln möchte. Andernfalls erfolgt die Steuerung und Regelung wie bisher, das bedeutet nach den bisherigen Bedingungen (z.B. ohne Zugriffsvergütung). Ersetzt der Netzbetreiber bisherige intelligente Steuer- und Regelsysteme, gilt für ihn Artikel 8c.

#### *Art. 31h* Abnahme und Vergütung von Elektrizität aus Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen

Die bisherigen Bestimmungen betreffend die Modalitäten für die Abnahme und Vergütung von Elektrizität im Einspeisevergütungssystem (Anlagen, die zum Referenz-Marktpreis einspeisen und nicht in der Direktvermarktung sind) gelten bis Ende 2018, um die notwendigen Anpassungen vornehmen zu können.



## **5. Abschnitt: Inkrafttreten**

*Art. 32 Abs. 4*

Mit der neuen EnV wird das Inkrafttreten neu geregelt und die bisherige EnV aufgehoben.