

ENERGIESTRATEGIE 2050 – UPDATE

Mögliche Auswirkungen für Verteilnetzbetreiber aufgrund der Inkraftsetzung per 1. Januar 2018

Nico Waldmeier

lic. rer. pol. / MBA, Partner, Leiter Strategie und Organisation
EVU Partners AG, Aarau, nico.waldmeier@evupartners.ch

6. April 2018

Lead

Der Bundesrat hat am 1. November 2017 das totalrevidierte Energiegesetz (1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050) und die zugehörigen Verordnungsrevisionen per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt. Eine Vielzahl der in diesem Paket enthaltenen Massnahmen ist insbesondere auch für Verteilnetzbetreiber von grosser Bedeutung. Mit der Inkraftsetzung haben die Verteilnetzbetreiber – vorbehältlich zu erwartender Rechtsprechung – nun weitgehende Gewissheit über die zukünftig geltenden regulatorischen Bestimmungen sowohl auf Gesetzes- als auch auf Verordnungsstufe.¹

1 AUSGANGSLAGE

Am 21. Mai 2017 hat die schweizerische Stimmbevölkerung der Revision des Energiegesetzes (EnG) zugestimmt und damit das 1. Massnahmenpaket im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ (ES2050) genehmigt. Am 1. November 2017 hat der Bundesrat das totalrevidierte EnG und die zugehörigen Verordnungsrevisionen per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt. Aufgrund des Umfangs als auch der Komplexität der Vorlage ist es aufwändig, sich ein detailliertes Bild über die neuen rechtlichen Vorgaben und die erwarteten Auswirkungen zu verschaffen. Der Umfang beläuft sich auf rund 660 Seiten Gesetzes- und Verordnungstext sowie erläuternde Berichte. Es stellt sich nun die Frage, welche Veränderungen die schweizerischen Verteilnetzbetreiber aufgrund des totalrevidierten EnG und der zugehörigen Verordnungsrevisionen ab 2018 effektiv zu gewärtigen haben. Der vorliegende Artikel soll ohne Anspruch auf Vollständigkeit eine zusammenfassende Übersicht über die beschlossenen Veränderungen liefern und insbesondere den Verteilnetzbetreibern damit eine Hilfestellung für die zukünftige Ausrichtung bieten.

¹ Der Grundlagenartikel zu den Auswirkungen des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 wurde von der EVU Partners AG als Newsletterbeitrag während der Vernehmlassung der Verordnungsrevisionen am 28. Juni 2017 veröffentlicht. Vgl. EVU Partners AG (2017); „Energiestrategie 2050“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

2 RÜCKBLICK AUF DIE ENTSTEHUNG DER ES2050

Als effektiver Auslöser der ES2050 ist das tragische Unglück in Fukushima am 11. März 2011 zu bezeichnen. Wenige Wochen später hat der Bundesrat am 25. Mai 2011 seinen Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie kommuniziert. Nach umfangreichen Arbeiten zu möglichen energiepolitischen Stossrichtungen und Modellrechnungen fand im Zeitraum vom 28. September 2012 bis 31. Januar 2013 die Vernehmlassung zum totalrevidierten EnG statt. Die nachfolgende Botschaft des Bundesrates an das Parlament wurde am 4. September 2013 publiziert. Nach einem rund dreijährigen parlamentarischen Prozess fand am 30. September 2016 die Schlussabstimmung in National- und Ständerat statt. Aufgrund des ergriffenen Referendums war eine Volksabstimmung nötig. Diese fand am 21. Mai 2017 statt. Aufgrund des bundesrätlichen Zieles, die ES2050 sowohl auf Gesetzes- als auch auf Verordnungsstufe per 1. Januar 2018 in Kraft zu setzen, fand bereits im Zeitraum vom 1. Februar 2017 bis 8. Mai 2017 die Vernehmlassung zu den erforderlichen Verordnungen statt. Neben der Energieverordnung (EnV) sind dies die neue Energieförderungsverordnung (EnFV), die neue Energieeffizienzverordnung (EnEV), die Herkunftsnachweis-Verordnung (HKSV), die Kernenergieverordnung (KEV), die Stromversorgungsverordnung (StromVV), die CO₂-Verordnung (CO₂-V), die Gebührenverordnung im Energiebereich (GebV-En) und die Landesgeologieverordnung (LGeolV). Die Verabschiedung der revidierten Verordnungen durch den Bundesrat erfolgte am 1. November 2017. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die Entstehung der ES2050.

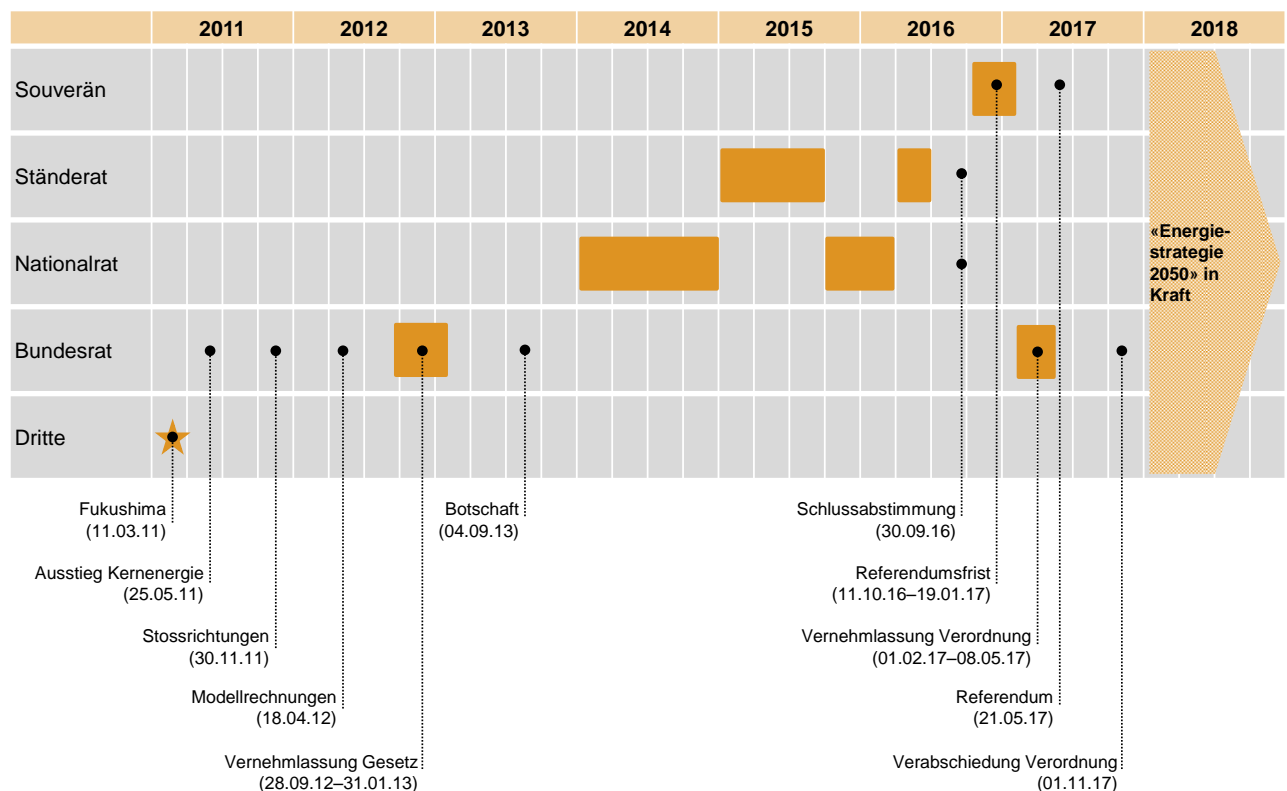


Abbildung 1: Entstehung der ES2050^{2,3}

² UVEK; „Energiestrategie 2050: Chronologie“; 9. Februar 2017.

³ BFE; Medienmitteilung „Bundesrat setzt totalrevidiertes Energiegesetz per 2018 in Kraft“; 2. November 2017.

3 ZIELSETZUNGEN DER ES2050

Die ES2050 verfolgt drei komplementäre Ziele: Energie sparen und Effizienz erhöhen, erneuerbare Energie fördern und Ausstieg aus der Kernenergie. Während zu den beiden ersten Zielsetzungen eine Vielzahl von Massnahmen definiert wurde, reduzierte sich bei der dritten Zielsetzung der Massnahmenkatalog auf ein Bauverbot für neue Kernkraftwerke. Es sind jedoch nicht alle Massnahmen in den Bereichen Energiesparen und -effizienz sowie erneuerbare Energien gleichermaßen relevant für Verteilnetzbetreiber. Diese haben insbesondere die Massnahmen in den acht folgenden Themenfeldern zu beachten:

- Stromkennzeichnung;
- Abnahme- und Vergütungspflicht (von dezentral produzierter Elektrizität);
- Eigenverbrauch;
- Einspeisevergütung (inkl. Direktvermarktung);
- Einmalvergütung;
- Netzzuschlag;
- Tarife und Kostenrechnung;
- Mess-, Steuer- und Regelsysteme.

Nachfolgend werden für diese acht Themenfelder die wichtigsten Vorgaben erläutert, die von den Verteilnetzbetreibern zukünftig zu beachten sind. Das vorliegende Dokument erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Ergänzend zu den gemachten Ausführungen haben die Verteilnetzbetreiber noch etliche weitere Bestimmungen zu berücksichtigen.

4 RELEVANTE THEMENFELDER DER ES2050 FÜR VERTEILNETZBETREIBER

4.1 STROMKENNZEICHNUNG

Art. 9 EnG:

Alle Verteilnetzbetreiber, die Endverbraucher beliefern, müssen sowohl eine Elektrizitätsbuchhaltung führen als auch die Endverbraucher über die Menge, die eingesetzten Energieträger und den Produktionsort der gelieferten Elektrizität (Kennzeichnung) informieren. Insofern wird das bisherige System der Stromkennzeichnung mit zugrundeliegender Elektrizitätsbuchhaltung beibehalten.

Art. 4 und 79 EnV / Art. 8 und Anhang 1 HKSV:

Die Stromkennzeichnung muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen und die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger, die prozentualen Anteile der im In- und Ausland produzierten Elektrizität, das Bezugsjahr und die Kontaktdaten des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens enthalten.

Die Kennzeichnungspflicht gilt neu vollumfänglich bzw. für jede an Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde. Es darf kein Strom mehr aus „nicht überprüfbaren Energieträgern“ (Graustrom) deklariert werden. Werden für die Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Energien in einem europäischen Land keine europäischen Herkunftsnachweise ausgestellt, so können entsprechende „Ersatznachweise“ verwendet werden.

Die Verteilnetzbetreiber können für die Information der Endverbraucher weiterhin zwischen einer gesamthaften (Lieferantenmix) oder individuellen (Produktmix) Kennzeichnung wählen. Unabhängig von der Art der Kennzeichnung muss der Lieferantenmix und die gesamthaft an die Endverbraucher gelieferte Menge wie bisher veröffentlicht werden (www.stromkennzeichnung.ch).

Die neuen Bestimmungen zur Stromkennzeichnung kommen erstmals für das Lieferjahr 2018 zur Anwendung. Die Stromkennzeichnung für mehrjährige Lieferverträge, die vor dem 1. November 2017 abgeschlossen wurden, darf bis zum Lieferjahr 2020 nach den Bestimmungen des bisherigen Rechts erfolgen.

4.2 ABNAHME- UND VERGÜTUNGSPFLICHT

Art. 15 EnG:

Die Verteilnetzbetreiber haben die Pflicht, die in ihrem Netzgebiet produzierte Elektrizität – nicht jedoch den ökologischen Mehrwert – abzunehmen und angemessen zu vergüten, wenn diese aus Anlagen mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion (abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs) von höchstens 5'000 MWh stammt. Es besteht somit eine technologie-neutrale Leistungs- und Produktionsobergrenze. Die Vergütung richtet sich bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den vermiedenen Kosten des Verteilnetzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität und bei Elektrizität aus (teilweise) fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung. Die Abnahme- und Vergütungspflicht gilt jedoch nicht, wenn die Anlage am Einspeisevergütungssystem (vgl. Kapitel 4.4) teilnimmt. Im Grundsatz wird die bisherige Abnahme- und Vergütungspflicht somit beibehalten.

Art. 10 und 12 EnV:

Im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht ist die Kostentragung für den Anschluss geregelt. Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, die Energieerzeugungsanlage mit dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkt zu verbinden. Der Produzent trägt die Kosten für die Erstellung der dazu notwendigen Erschliessungsleitung, für eine allenfalls nötige Transformation sowie für Massnahmen zur Vermeidung von störenden technischen Einwirkungen. Die nationale Netzgesellschaft trägt die Kosten für erforderliche Netzverstärkungen im Verteilnetz als Teil der Systemdienstleistungen.

Sofern sich der Produzent und der Verteilnetzbetreiber nicht auf die Vergütung einigen können, so richtet sich die Vergütung bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den Kosten des Verteilnetzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten und den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität (insb. Energiemenge, Leistungsprofil sowie Steuer- und Prognostizierbarkeit). Bei Elektrizität aus (teilweise) fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.

Aufgrund des Einbezugs der Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen als „Benchmark“ wird sich die Vergütung bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien faktisch wieder an den Energietarifen in der Grundversorgung orientieren. Dies ist eine Abkehr von der erst seit April 2016 von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) unter alten Recht verfügbaren Praxis von Rückliefervergütungen zu vermiedenen Beschaffungspreisen von Graustrom (unabhängig von den Gestehungskosten der Eigenproduktion) und wird für alle Verteilnetzbetreiber mit Eigenproduktion wieder zu deutlich steigenden Rückliefervergütungen führen. Dies ist insofern erstaunlich, als dass die ElCom die ursprüngliche Vollzugshilfe des Bundesamtes für Energie (BFE), wonach die Rück-

liefervergütungen basierend auf dem Haushaltstarif abzüglich 8% Marge anzusetzen seien, als gesetzeswidrig beurteilte.⁴ Obschon der Gesetzeswortlaut in diesem Punkt nur präzisiert, materiell aber nicht angepasst wurde, will der Bundesrat nun offenbar via Anpassung auf Verordnungsstufe höhere Rückspeisevergütungen durchsetzen. Inwiefern diese Verordnungsbestimmung jedoch gesetzeskonform ist, dürften letztlich die Gerichte beurteilen. Ein im Auftrag des Verbandes der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen (VSE) erstelltes Rechtsgutachten verneint die Gesetzeskonformität in diesem Punkt klar.⁵

4.3 EIGENVERBRAUCH

Art. 16–18 EnG:

Die Betreiber von Anlagen dürfen die selbst produzierte Energie am Ort der Produktion ganz oder teilweise selber verbrauchen oder sie dürfen die selbst produzierte Energie auch zum Verbrauch am Ort der Produktion ganz oder teilweise veräussern. Sind am Ort der Produktion mehrere Grundeigentümer auch Endverbraucher, so können sie sich zum gemeinsamen Eigenverbrauch (Eigenverbrauchsgemeinschaft) zusammenschliessen, sofern die gesamte Produktionsleistung im Verhältnis zur Anschlussleistung am Messpunkt erheblich ist.⁶ Grundeigentümer können einen gemeinsamen Eigenverbrauch am Ort der Produktion auch für Endverbraucher vorsehen, die in einem Miet- oder Pachtverhältnis zu ihnen stehen. Diese haben bei der Einführung des gemeinsamen Eigenverbrauchs durch den Grundeigentümer die Möglichkeit, sich für die Grundversorgung durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber zu entscheiden. Die Grundeigentümer haben die mit der Einführung des gemeinsamen Eigenverbrauchs verbundenen Kosten grundsätzlich selber zu tragen, soweit sie nicht durch das Netznutzungsentgelt gedeckt sind. Sie dürfen diese Kosten nicht auf Mieter oder Pächter überwälzen. Nach dem Zusammenschluss verfügen die Endverbraucher gegenüber dem Verteilnetzbetreiber gemeinsam über einen einzigen Messpunkt wie ein Endverbraucher. Sie sind gemeinsam – insbesondere auch hinsichtlich des Anspruchs auf Netzzugang – wie ein einziger Endverbraucher zu behandeln.

Mit diesen Bestimmungen werden die bisherigen Möglichkeiten für den Eigenverbrauch massgeblich ausgeweitet. Insbesondere können sich mehrere Grundeigentümer sowie ihre jeweiligen Mieter und Pächter für den Eigenverbrauch zusammenschliessen. Mit dieser Möglichkeit können Endverbraucher, die bisher keinen Anspruch auf Netzzugang hatten, nun einen solchen Anspruch erhalten. Der Elektrizitätsmarkt wird dadurch faktisch weiter geöffnet (sog. „kalte Marktöffnung“). Je nach Ausgestaltung dieser Regel kann diese Ausweitung des Eigenverbrauchs eine 180°-Wende im Vergleich zur bisherigen, restriktiven Regelung im Umgang mit Arealnetzen bedeuten. Für Verteilnetzbetreiber ist damit eine Chance für neue Dienstleistungen für solche Eigenverbrauchsareale einerseits und ein Risiko eines neuen Wettbewerbs innerhalb des bisher geschützten Verteilnetzes andererseits verbunden. Während für grosse Verteilnetzbetreiber die Chancen im Kontext neuer Geschäftsmodelle und Dienstleistungsangebote überwiegen, dürften kleine und mittlere Verteilnetzbetreiber primär weiter abnehmende Ausspeisemengen, weniger Niederspannungskunden und weitere Verluste von Endkunden im Vertrieb realisieren müssen.

⁴ Vgl. EVU Partners AG (2016); „Rückspeisevergütung: Förderung oder Markt?“, erhältlich unter www.evupartners.ch.

⁵ Rechsteiner & Benz (2017); „Gutachten zur Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiesstrategie 2050 (Art. 13 Abs. 1 EnV)“, im Auftrag des VSE.

⁶ Vgl. EVU Partners AG (2017); „Auswirkungen der neuen Eigenverbrauchsregelung“, erhältlich unter www.evupartners.ch.

Art. 14–18 EnV / Art. 3 StromVV:

Als „Ort der Produktion“ gelten das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt, sowie weitere, zusammenhängende Grundstücke, von denen mindestens eines an das Grundstück der Produktionsanlage grenzt. Dabei darf das Netz des Verteilnetzbetreibers nicht in Anspruch genommen werden. Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung mehr als 10% der Anschlussleistung beträgt.

Der Grundeigentümer stellt den Mietern und Pächtern die tatsächlich angefallenen Kosten abzüglich der Erlöse der ins Netz eingespeisten Elektrizität verbrauchsabhängig in Rechnung. Die angefallenen Kosten beinhalten die anrechenbaren Kapitalkosten der Anlage, die Kosten für den Betrieb und Unterhalt der Anlage, die Kosten für die extern bezogene Elektrizität sowie die Kosten für die interne Messung, Datenbereitstellung, Abrechnung und Verwaltung. Dabei sind zwei Obergrenzen zu berücksichtigen: Erstens dürfen die anrechenbaren Kapitalkosten den angemessenen Satz für Verzinsung und Amortisation der Investition nicht überschreiten⁷ und zweitens dürfen höchstens die Kosten des extern bezogenen Stromprodukts pro Kilowattstunde in Rechnung gestellt werden.

Beim Anschluss von Speichern im Rahmen des Eigenverbrauchs gelten die gleichen technischen Bedingungen wie bei vergleichbaren Erzeugern und Verbrauchern (vgl. Kapitel 4.2). Wer einen Speicher einsetzt, trägt die Kosten für Massnahmen zur Vermeidung von störenden technischen Einwirkungen.

Muss ein Verteilnetzbetreiber einen Netzanschluss aufgrund von Eigenverbrauch oder eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch wechseln, so werden die ihm verbleibenden Kapitalkosten der nicht mehr oder nur noch teilweise genutzten Anlagen von den Eigenverbrauchern beziehungsweise von den Grundeigentümern des Zusammenschlusses anteilmässig abgegolten.

Wichtig sind die Unterschiede zwischen den Pflichten eines Verteilnetzbetreibers gemäss Stromversorgungsgesetzgebung und den Pflichten eines Grundeigentümers gemäss Energiegesetzgebung, der für die Versorgung von Mietern und Pächtern zuständig ist. Letzterer muss keine Tarife veröffentlichen und keine Kostenträgerrechnung führen. Zudem hat der Verteilnetzbetreiber umgehend die Versorgung der Teilnehmer des Eigenverbrauchs sicherzustellen, wenn der Grundeigentümer hierfür selber nicht in der Lage ist.

4.4 EINSPEISEVERGÜTUNG (INKL. DIREKTVERMARKTUNG)⁸**Art. 19–23 und 38 EnG:**

Das Einspeisevergütungssystem löst die bisherige «kostendeckende Einspeisevergütung» (KEV) ab.⁹ Das System wird aus einem Fonds gespeist. Je nach verfügbaren Mittel kann eine unterschiedliche Anzahl von Anlagen unterstützt werden. Im Falle der Sonnenenergie ist zu berücksichtigen, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können, sondern eine Einmalvergütung erhalten (vgl. Kapitel 4.5).

⁷ Die Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz verweisen in Bezug auf die Verzinsung auf Art. 14 VMWG und in Bezug auf die Amortisation auf die paritätische Lebensdauertabelle, die vom Schweizerischen Hauseigentümerverband und vom Schweizerischen Mieterverband ausgearbeitet wurde. Das Mietrecht erhält damit einen zentralen Stellenwert bei Eigenverbrauchsgemeinschaften.

⁸ Die Ausführungen fokussieren sich auf Sonnenenergie gemäss Art. 19 Abs. 1 Bst. b EnG. Aufgrund ihrer geringeren Relevanz für Verteilnetzbetreiber wird vorliegend nicht auf die anderen erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Windenergie, Geothermie und Biomasse) eingegangen, die ebenfalls am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können.

⁹ Regelung gemäss Art. 7a EnG (Fassung vom 1. Januar 2017).

Der Bundesrat kann diese Leistungsgrenze erhöhen. Gibt es eine Überschneidung zwischen der unteren Leistungsgrenze des Einspeisevergütungssystems und der oberen Leistungsgrenze der Einmalvergütung, so können die Anlagebetreiber zwischen Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütung wählen. Weiter kann der Bundesrat vorsehen, dass das Einspeisevergütungssystem in Kombination mit Eigenverbrauch bzw. mit gemeinsamem Eigenverbrauch genutzt werden kann.

Eine wichtige Neuerung im Vergleich zur bisherigen KEV ist die Mechanik der Vergütung. Der Betreiber erhält zukünftig eine Vergütung aus zwei Komponenten: den Marktpreis durch die Direktvermarktung und die Einspeiseprämie von der Vollzugsstelle. Wenn ein Betreiber durch den selbständigen Verkauf der Elektrizität am Markt einen Marktpreis über dem Referenzmarktpreis erzielen kann, ist sein Gesamterlös höher als der Vergütungssatz. Die Betreiber haben somit einen Anreiz, ihre Produktion in Zeiten mit hohen Marktpreisen zu verkaufen bzw. einen Anreiz für zeitgerechte und bedarfsorientierte Einspeisung. Im Vergleich zur KEV werden Photovoltaikanlagen somit marktnäher vermarktet. Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenzmarktpreis einspeisen können. Die Aufnahme ins Einspeisevergütungssystem ist auf fünf Jahre (2018–2022) befristet.

Art. 7, 8, 11–17, 105 und Anhang 1.2 EnFV:

Nur Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung ab 100 kW können am Einspeisevergütungssystem teilnehmen. Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung zwischen 100 kW und 50 MW haben ein Wahlrecht zwischen Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütung (vgl. Kapitel 4.5).

Betreiber von Anlagen im Einspeisevergütungssystem haben der Vollzugsstelle die erfassten Herkunftsnachweise zu übertragen. Der ökologische Mehrwert ist mit der Teilnahme am Einspeisevergütungssystem abgegolten. Es ist somit bei einer Teilnahme am Einspeisevergütungssystem nicht möglich, Energie und ökologischen Mehrwert separat zu vermarkten. Dies gilt auch im Fall der Direktvermarktung, welche sich somit nur auf die Energie beziehen kann.

Alle Betreiber von Photovoltaikanlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen und ihre Elektrizität selber vermarkten müssen, müssen bis spätestens 31. Dezember 2019 in die Direktvermarktung wechseln. Der Bundesrat hat sein Recht zur Festlegung von Ausnahmebestimmungen für die Direktvermarktung Gebrauch genutzt. Erstens sind alle Betreiber von Photovoltaikanlagen, die nicht am Einspeisevergütungssystem teilnehmen können (Leistung weniger als 100 kW), von der Pflicht zur Direktvermarktung befreit. Zweitens müssen alle Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, in die Direktvermarktung wechseln. Drittens können sämtliche Betreiber jederzeit in die Direktvermarktung wechseln. Eine Rückkehr ins Einspeisevergütungssystem ist jedoch ausgeschlossen.

Die aktuellen Bestimmungen sehen vor, dass die Vergütung auf rund 80% der bisherigen KEV reduziert wird. Weiter werden die bisherigen Anlagenkategorien „freistehend“, „angebaut“ und „integriert“ im Rahmen des Einspeisevergütungssystems aufgehoben. Dafür werden drei Leistungsklassen (≤ 100 kW, $\leq 1'000$ kW und $> 1'000$ kW) eingeführt. Schlussendlich wird die Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre (Inbetriebnahme ab 1. Januar 2018) verkürzt.

4.5 EINMALVERGÜTUNG¹⁰

Art. 24–25 und 38 EnG:

Die Einmalvergütung (Investitionsbeitrag) löst die bisherige Regelung für kleine Photovoltaikanlagen ab.¹¹ Die Einmalvergütung wird wie das Einspeisevergütungssystem ebenfalls aus einem Fonds gespeist. Je nach verfügbaren Mittel kann eine unterschiedliche Anzahl von Anlagen unterstützt werden. Im Falle der Sonnenenergie ist zu berücksichtigen, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von über 30 kW keine Einmalvergütung erhalten können, sondern am Einspeisevergütungssystem teilnehmen (vgl. Kapitel 4.4). Der Bundesrat kann diese Leistungsgrenze erhöhen. Gibt es eine Überschneidung zwischen der oberen Leistungsgrenze der Einmalvergütung und der unteren Leistungsgrenze des Einspeisevergütungssystems, so können die Anlagebetreiber zwischen Einmalvergütung und Einspeisevergütungssystem wählen. Die Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen beträgt höchstens 30% der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen. Der Bundesrat legt die Ansätze fest. Er kann hierfür Kategorien von Photovoltaikanlagen bilden. Einmalvergütungen sind während 13 Jahren (2018–2030) möglich.

Art. 6, 8, 33–34, 36 und Anhang 2.1 EnFV:

Nur Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von mindestens 2 kW bis höchstens 50 MW können eine Einmalvergütung beanspruchen. Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer Leistung zwischen 100 kW und 50 MW haben ein Wahlrecht zwischen Einmalvergütung und Einspeisevergütungssystem (vgl. Kapitel 4.4). Kleinanlagen mit einer Leistung von unter 2 kW¹² erhalten weder eine Einmalvergütung noch können sie am Einspeisevergütungssystem teilnehmen.

Eine Photovoltaikanlage, für die eine Einmalvergütung ausbezahlt wurde, muss ab Inbetriebnahme der Anlage während mindestens 15 Jahren so gewartet werden, dass ein regulärer Betrieb sichergestellt ist. Wenn diese Anforderungen an den Betrieb und die Betriebstüchtigkeit nicht oder nicht mehr erfüllt sind, wird die Einmalvergütung ganz oder teilweise zurückgefordert.

Die Einmalvergütung wird in Form eines Grund- und eines Leistungsbeitrags vergütet. Zudem werden unterschiedliche Ansätze für integrierte und für angebaute und freistehende Anlagen angewendet, wobei für integrierte Anlagen höhere Ansätze als für angebaute und freistehende Anlagen gelten. Bei integrierten Anlagen mit einer Leistung von über 100 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2013 gelten einheitlich die Ansätze für angebaute und freistehende Anlagen. Weiter werden drei Leistungsklassen (< 30 kW, < 100 kW und ≥ 100 kW) unterschieden. Da die Investitionskosten im Verhältnis zur installierten Leistung mit zunehmender Anlagengrösse kleiner werden, reduzieren sich die Leistungsbeiträge mit zunehmender Leistung.

4.6 NETZZUSCHLAG

Art. 35 und 72 EnG:

Die Vollzugsstelle erhebt von den Verteilnetzbetreibern wie bisher einen Zuschlag auf dem Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz (Netzzuschlag) und legt ihn in den Netzzuschlagsfonds ein. Die Verteilnetzbetreiber können den Netzzuschlag weiterhin auf die Endverbraucher überwälzen. Mit dem Netzzuschlag werden u.a. die Einspeiseprämie im Einspeisevergütungssystem (vgl.

¹⁰ Die Ausführungen fokussieren sich auf Sonnenenergie gemäss Art. 24 Abs. 1 Bst. a EnG. Aufgrund ihrer geringeren Relevanz für Verteilnetzbetreiber wird vorliegend nicht auf Investitionsbeiträge für Wasserkraft- (Art. 26 EnG) und Biomasseanlagen (Art. 27 EnG) eingegangen.

¹¹ Regelung gemäss Art. 7a^{bis} EnG (Fassung vom 1. Januar 2017).

¹² Eine Leistung von 2 kW entspricht einer Fläche der Photovoltaikanlage von rund 16 m².

Kapitel 4.4) und die Einmalvergütung (vgl. Kapitel 4.5) finanziert. Seit dem 1. Januar 2017 beträgt der Netzzuschlag höchstens 1.5 Rp./kWh.¹³ Diese Obergrenze wurde nun um 0.8 Rp./kWh angehoben und beträgt neu 2.3 Rp./kWh. Grundsätzlich legt der Bundesrat die effektive Höhe des Netzzuschlags bedarfsgerecht fest. Er hat dabei jedoch zu beachten, dass der Netzzuschlag per 1. Januar 2019 auf das Maximum von 2.3 Rp./kWh steigt. Erst bei Abnahme des Mittelbedarfs infolge des Auslaufens von Unterstützungen (insb. Einspeiseprämien und Einmalvergütungen) ist wieder der Bundesrat für die bedarfsgerechte Festlegung des Netzzuschlages zuständig.

Art. 35 EnV:

Der Bundesrat hat von seiner Kompetenz zur Festlegung der effektiven Höhe des Netzzuschlages Gebrauch gemacht und diesen aufgrund des unbestrittenen Mittelbedarfs bereits per 1. Januar 2018 – also bereits ein Jahr früher als gesetzlich vorgegeben – auf das Maximum von 2.3 Rp./kWh angehoben. Ergibt sich zukünftig aufgrund des Auslaufens von Unterstützungen (insb. Einspeiseprämien und Einmalvergütungen) eine Änderung im Mittelbedarf von mindestens 0.05 Rp./kWh, so stellt das UVEK dem Bundesrat einen Antrag auf eine entsprechende Neufestlegung des Netzzuschlages.

4.7 TARIFE UND KOSTENRECHNUNG

Art. 6–7, 14–15 und 17b StromVG:

Aufgrund des teilrevidierten StromVG dürfen im Rahmen der ersten Stufe der Marktöffnung gebundene Kunden aufgrund einer allfälligen Produktion („Prosumer“) bei den *Energietarifen* vom Verteilnetzbetreiber nicht diskriminiert werden. Dasselbe gilt im Rahmen der geplanten zweiten Stufe der Marktöffnung für Kunden, die von ihrem Netzzugang keinen Gebrauch machen (Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung).

Weiter wird im teilrevidierten StromVG festgelegt, dass sich die *Netznutzungstarife* nicht mehr an der Verbrauchscharakteristik, sondern am Bezugsprofil orientieren müssen. Während die Verbrauchscharakteristik den zeitlichen Verlauf der von Endverbrauchern verbrauchten Energie ausweist, zeigt das Bezugsprofil den zeitlichen Verlauf der aus dem Netz bezogenen Energie. Weiter müssen die Netznutzungstarife im Netz eines Verteilnetzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein.

Schlussendlich gelten die Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher als *anrechenbare Kosten*. Kosten im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen können neu in die Netznutzungstarife eingerechnet werden. Bei intelligenten Steuer- und Regelsystemen kann der Bundesrat festlegen, welche Kosten zu den anrechenbaren Kosten gehören.

Art. 7, 13a, 18, 31e und 31g StromVV:

In Bezug auf die *Netznutzungstarife* bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil innerhalb einer Spannungsebene eine Kundengruppe. Zudem ist bei Endverbrauchern in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einer Anschlussleistung bis 30 kVA nur eine Kundengruppe zulässig.¹⁴ Weiter muss der Netznutzungstarif bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in

¹³ Obergrenze gemäss Art. 15b Abs. 4 EnG (Fassung vom 1. Januar 2017).

¹⁴ Die Ausführungsbestimmungen zum neuen Energiegesetz verweisen auf das Kriterium der „Erheblichkeit“, um bei kleineren Endverbrauchern basierend auf dem Bezugsprofil unterschiedliche Kundengruppen zu bilden. Bei einer Anschlussleistung bis 30 kVA wird davon ausgegangen, dass die Bezugsprofile ver-

ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh zu mindestens 70% ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein. Diese Regelung führt faktisch dazu, dass bei den meisten Niederspannungskunden (Haushalt- und Gewerbekunden) ein einziger „Basistarif“ (mit mindestens 70% nichtdegressivem Arbeitstarif) angewendet werden dürfte. Die Verteilnetzbetreiber können diesen Endverbrauchern zwar zusätzlich andere Netznutzungstarife zur Auswahl stellen und bei Einsatz einer Lastgangmessung auch einen tieferen Arbeitstarifanteil (bzw. höheren Leistungs- oder Grundtarifanteil) anbieten. Die Endverbraucher dürfen sich jedoch jederzeit für den „Basistarif“ entscheiden. Die neuen Regelungen zu den Netznutzungstarifen gelten ab dem Tarifjahr 2019.¹⁵

In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der *anrechenbaren Kosten* notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden. Dies gilt neu auch für die Kapital- und Betriebskosten für intelligente Messsysteme sowie für die Kapital- und Betriebskosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme (inkl. allfällige Vergütungen). Die Kosten von Messeinrichtungen, die den neuen rechtlichen Bestimmungen an intelligente Messsysteme nicht genügen, bleiben anrechenbar. Ebenfalls anrechenbar sind notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgeschriebenen Messeinrichtungen. Damit wird sichergestellt, dass die Einführung von intelligenten Messsystemen für die Verteilnetzbetreiber kostendeckend erfolgen kann.

4.8 MESS-, STEUER- UND REGELSYSTEME

Art. 17a–17c StromVG:

Die Einführung von intelligenten Messsystemen wird vom Gesetzgeber als wichtiger Schritt in Richtung eines „Smart Grid“ betrachtet. Der Bundesrat kann entsprechend Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme (Smart Meter) bei Endverbrauchern machen. Er kann insbesondere die Verteilnetzbetreiber dazu verpflichten, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt bei allen Endverbrauchern oder bei gewissen Gruppen von Endverbrauchern die Installation intelligenter Messsysteme zu veranlassen. Weiter kann er technische Mindestanforderungen festlegen.

Auch die Einführung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen wird vom Gesetzgeber als wichtiger Schritt in Richtung eines „Smart Grid“ betrachtet. Der Bundesrat kann ebenfalls Vorgaben zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern und Erzeugern machen. Er kann festlegen, unter welchen Bedingungen sie verwendet werden dürfen und welchen technischen Mindestanforderungen sie genügen müssen. Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern und Erzeugern bedarf deren Zustimmung. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen.

gleichbar sind und nicht erheblich voneinander abweichen. Deshalb ist bei Endverbrauchern mit einer Anschlussleistung bis 30 kVA von einem vergleichbaren Bezugsprofil auszugehen und entsprechend nur eine Kundengruppe („Basiskundengruppe“) erlaubt. Es ist somit nicht erlaubt, für kleine Endverbraucher mit Eigenverbrauch und für kleine Endverbraucher ohne Eigenverbrauch separate Netznutzungstarife zu bilden.

¹⁵ Vgl. EVU Partners AG (2018); „Neue Netznutzungstarife ab 2019“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

Art. 8a–8d und 31e-31f StromVV:

Die technische Spezifikation der einzusetzenden intelligenten Messsysteme ist in den Grundzügen vorgeschrieben. Intelligente Messsysteme bestehen aus einem elektronischen Elektrizitätszähler, einem digitalen Kommunikationssystem und einem Datenbearbeitungssystem. Die Verteilnetzbetreiber sind zu einer umfassenden Einführung von intelligenten Messsystemen verpflichtet. Bis zehn Jahre nach Inkrafttreten des 1. Massnahmenpakets der ES2050 bzw. bis am 31. Dezember 2027 müssen 80% aller Messeinrichtungen den neuen rechtlichen Bestimmungen an intelligente Messsystemen genügen („Smart Meter Rollout“). Innerhalb dieses Rahmens kann der Verteilnetzbetreiber die Einführung von intelligenten Messsystemen frei gestalten. Zwingend mit einem intelligenten Messsystem auszustatten sind Endverbraucher, auf von ihrem Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeuger, die eine neue Anlage am Elektrizitätsnetz anschliessen.

Sofern ein Endverbraucher oder ein Erzeuger dem Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs zustimmt, vereinbart er mit dem Verteilnetzbetreiber die Installation, den Einsatz und die Vergütung. Letztere muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein. Der Verteilnetzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss relevanten Informationen öffentlich zugänglich und gewährt Dritten den diskriminierungsfreien Zugang zu den intelligenten Steuer- und Regelsystemen (und dadurch zu Flexibilitäten). Ohne Zustimmung des Endverbrauchers oder des Erzeugers darf der Verteilnetzbetreiber intelligente Steuer- und Regelsysteme nur für die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs installieren und einsetzen. Hat ein Verteilnetzbetreiber vor dem Inkrafttreten des 1. Massnahmenpakets der ES2050 intelligente Steuer- und Regelsysteme installiert und eingesetzt, so darf er diese wie bisher so lange einsetzen, bis der Endverbraucher den Einsatz ausdrücklich untersagt.

Wichtig ist zudem die Beachtung der verschiedenen Bestimmungen zur Datensicherheit und zum Datenschutz. So müssen bspw. Personendaten und Persönlichkeitsprofile nach zwölf Monaten vernichtet werden, sofern sie nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind. Auch dürfen die Verteilnetzbetreiber die Daten von intelligenten Messsystemen maximal einmal täglich abrufen, sofern der Netzbetrieb nicht eine häufigere Abrufung erfordert.

5 AUSBLICK

Mit seiner Zustimmung zum totalrevidierten EnG am 21. Mai 2017 hat die schweizerische Stimmbevölkerung das 1. Massnahmenpaket der ES2050 genehmigt. Eine Vielzahl der in diesem Paket enthaltenen Massnahmen ist insbesondere auch für Verteilnetzbetreiber von grosser Bedeutung, da sie das regulatorische Umfeld in der Stromversorgung massgeblich verändern. Mit der Verabschiedung der zugehörigen Verordnungsrevisionen am 1. November 2017 durch den Bundesrat besteht nun nicht nur auf Gesetzesstufe, sondern auch auf Verordnungsstufe Gewissheit über die ab 1. Januar 2018 in Kraft gesetzten neuen rechtlichen Bestimmungen.

Aufgrund der vorliegenden Erlasse ist jedoch davon auszugehen, dass bei verschiedenen Themen noch keine abschliessende Klarheit über die konkrete Umsetzung bei den Verteilnetzbetreibern und damit auch noch keine abschliessende Rechtssicherheit besteht. Es kann erwartet werden, dass zur endgültigen Klärung dieser Punkte in absehbarer Zeit noch richterliche oder behördliche Entscheide folgen. Aufgrund des aktuellen Kenntnisstands scheint dies insbesondere bei der Festlegung der Vergütung im Rahmen der Abnahme- und Vergütungspflicht (vgl. Kapitel 4.2), bei der Gestaltung der Netznutzungstarife (vgl. Kapitel 4.7), bei den technischen Spezifikationen von intel-

ligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen (vgl. Kapitel 4.8) sowie bei den Spielregeln in der Anwendung von intelligenten Steuer- und Regelsystemen (vgl. Kapitel 4.8) der Fall zu sein. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers sind die zukünftigen Entwicklungen aufmerksam zu verfolgen und im Rahmen der betrieblichen Möglichkeiten zu antizipieren.
