

3rd Update: Nach dem Ja zum Mantelerlass geht es an die Umsetzungen

Einschätzungen zum Mantelerlass unter Berücksichtigung der im Februar 2024 publizierten Verordnungen des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien («Mantelerlass») für die Verteilnetzbetreiber

Markus Flatt Dr. oec. HSG, geschäftsführender Partner Markus Flatt
EVU Partners, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch

Melanie Ridoli Msc ETH, Beraterin
EVU Partners, Aarau, melanie.ridoli@evupartners.ch

Datum: 2. Juli 2024

Lead

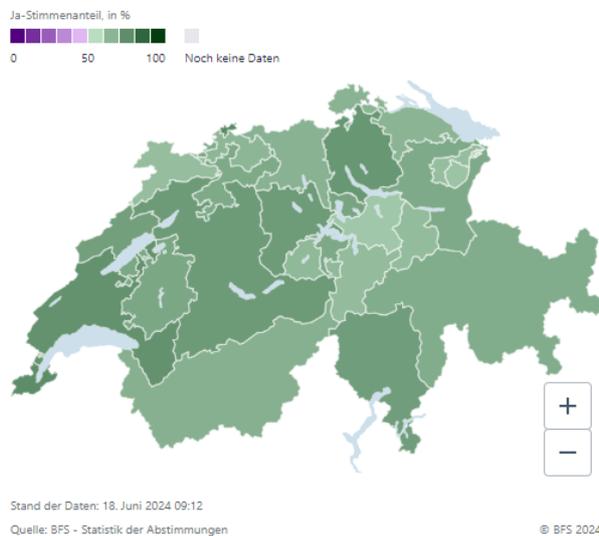
Die Energiestrategie wurde klar bestätigt: Am 9. Juni 2024 wurde das Bundesgesetz zur sicheren Stromversorgung durch erneuerbare Energien, der Mantelerlass, deutlich angenommen. Jetzt liegt es an den Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern, die neuen Bestimmungen umzusetzen – eine Aufgabe, die mit Herausforderungen verbunden ist. Besonders dringlich: Viele dieser Regelungen müssen bereits per Januar 2025 umgesetzt werden. Daher ist richtiges Priorisieren und zielgerichtetes Handeln unerlässlich.

1. Einleitung

Am 9. Juni 2024 wurde die Abstimmung zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien mit deutlicher Mehrheit von 68,72% von der Schweizer Stimmbevölkerung angenommen. Diese Entscheidung markiert einen weiteren wichtigen Schritt für die Schweizer Energiewende und setzt neue Massstäbe für die Strombranche. Mit der Energiestrategie 2050 hatte die Schweizer Stimmbevölkerung bereits 2017 den Ausbau erneuerbarer Energien beschlossen, doch die ursprünglich festgelegten Fördermassnahmen wären Ende 2022 und Ende 2030 ausgelaufen. Um Unsicherheiten und Investitionshemmnisse zu vermeiden, schlug der Bundesrat vor, diese Massnahmen zu verlängern und wettbewerbsorientierter zu gestalten.

Die neuen Gesetzesänderungen, die am 9. Juni 2024 von der Bevölkerung angenommen wurden, sollen die langfristige Versorgungssicherheit stärken und die klimapolitischen Ziele der Schweiz weiter unterstützen.

Nun stehen Verteilnetzbetreiber und Energieversorger vor der Herausforderung, die zahlreichen neuen Vorgaben schnellstmöglich umzusetzen, wobei viele Regelungen bereits ab Januar 2025 in Kraft treten werden.



Schweiz

Beteiligung: 45,39%

68,72% Ja

31,28% Nein



Abbildung 1 – Abstimmungsergebnis vom 9. Juni 2024, Quelle: Bundesamt für Statistik

2. Die wichtigsten Inhalte und deren Auswirkungen auf die Netzbetreiber

Der Mantelerlass umfasste die Revision von vier Bundesgesetzen: Das Energiegesetz (EnG), das Stromversorgungsgesetz (StromVG), das Raumplanungsgesetz (RPG) und das Waldgesetz (WAG).

Die Verordnungsanpassungen liegen zum Zeitpunkt dieser Publikation als Vernehmlassungsentwürfe vom Februar 2024 vor.¹ Änderungen im Rahmen der Vernehmlassung bzw. mit den finalen Verordnungen, welche im Herbst 2024 erwartet werden, bleiben ausdrücklich vorbehalten.

2.1 Förderung des Zubaus an erneuerbaren Energien

Eines der Kernanliegen der Revision des Energiegesetzes (EnG) waren die Zubauziele für erneuerbare Energie sowie deren Beitrag zur Produktion im Winterhalbjahr. Die Zielfestlegung für den Produktionszubau und für den Verbrauch (genauere Erläuterungen in Kapitel 2.3 Effizienzvorgaben) wurden im Parlament stark diskutiert. Beschlossen wurden verbindliche Ziele für 2035 und 2050 (siehe Tabelle 1). Weiter wurde gemäss Art. 2. Abs. 3 EnG für das Winterhalbjahr der Richtwert von 5 TWh an Stromimporten vorgegeben, welcher nicht überschritten werden sollte, sowie gemäss Art 9a Strom VG ein Zubauziel bis 2040 um mindestens 6 TWh.²

¹ BFE (2024) Verordnungsentwürfe Mantelerlass; erhältlich unter <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-100112.html>.

² Bundesamt für Energie; Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Energieverordnung.

Tabelle 1 – Übersicht über die rechtlich verankerte Produktions- und Verbrauchsziele gemäss erläuterndem Bericht zur Vernehmlassungsvorlage der Änderungen der Energieverordnung

	2035	2050
Erneuerbare Energien ohne Wasserkraft	35 TWh	45 TWh
Wasserkraft (Nettoproduktion)	37.9 TWh	37.2 TWh
Elektrizitätsverbrauch pro Person und Jahr	– 13% ggü. 2000	– 5% ggü. 2000
Energieverbrauch pro Person und Jahr	– 43% ggü. 2000	53% ggü. 2000

Weitgehend unbestritten war die Erweiterung der Förderung mit dem Modell der gleitenden Marktprämie (siehe Abbildung 2) als Alternative zu den bereits etablierten Einmalvergütungen bzw. Investitionsbeiträgen. Art. 29a EnG regelt dieses der altrechtlichen Einspeisevergütung (KEV) mit Direktvermarktung sehr ähnliche Modell für neue Wasserkraftanlagen ab 1 MW, bestehende mit erheblichen Erweiterungen oder Erneuerungen ab 300 kW, PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch ab 150 kW sowie für Windenergie- und Biomasseanlagen. Die vom Bundesrat nun vorgeschlagene Ausgestaltung der einzelnen Marktprämien pro Technologie – konkret PV mittels Auktionen, Wind mittels Referenzanlagen oder Wasserkraft mittels Einzelfallprüfung – sind deutlich umstrittener. Insbesondere die kosten- und erlös-basierte Festlegung der Marktprämie für Wasserkraft dürfte die Erwartungen der Branche kaum erfüllen. Zwar können damit im Unterschied zum Investitionsbeitrag Marktpreisrisiken während 20 Jahren abgedeckt werden. Jedoch fällt die Anlage nach Ablauf der Marktprämie mit den vollen Gestehungskosten «zurück an den Markt», was bei aktuellen Marktpreisbedingungen wenig attraktiv scheint.

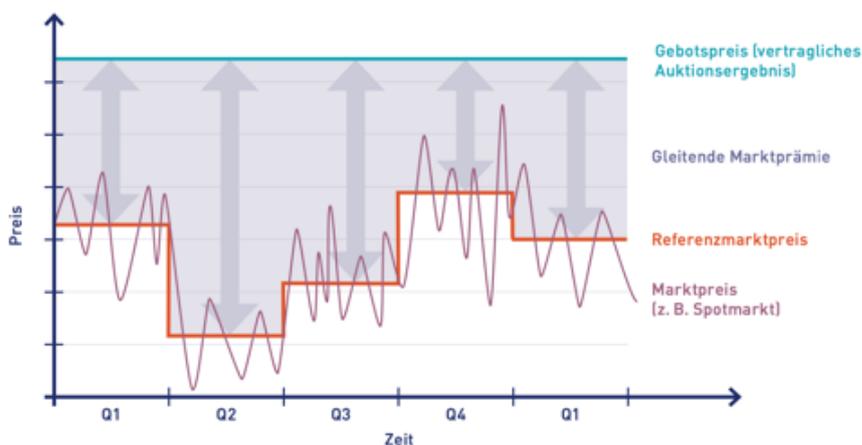


Abbildung 2 – Illustrative Darstellung des Modells der gleitenden Marktprämie, Quellen: AEE Suisse (2021); Verordnungsentwurf EnFV (Feb. 2024)

2.2 Harmonisierung der Rückspeisevergütung

Um die Produzenten vor (zu) tiefen Marktpreisen zu schützen, wurde Art. 15 Abs. 1bis EnG Minimalvergütungen für Anlagen bis zu einer Leistung von 150 kW eingeführt, die sich an der Amortisation von Referenzanlagen über ihre Lebensdauer orientiert. Die Vergütungen werden in der Energieverordnung (EnV) präzisiert und sollen gemäss dem Vernehmlassungsentwurf für Solaranlagen <30 kW 4.6 Rp./kWh und für Anlagen mit einer Leistung von 30 bis 150 kW ohne Eigenverbrauch 6.7 Rp./kWh betragen.

Diese marktbasierende Regelung ist grundsätzlich zu begrüßen, führt aber zu erhöhter Volatilität der Abgeltungen, abhängig von den Spot-Markt-Preisen, und aufgrund der hohen aktuellen Vergütungen zu einer kommunikativen Herausforderungen gegenüber den Kunden. Diese Abkoppelung von den aktuell noch vergleichsweise hohen Stromtarifen wird vielen kleineren Produzenten (Prosumer) zumindest anfänglich Schwierigkeiten bereiten. Solche Produzenten werden zunehmend auch Angebote Dritter mit Mehrjahresverträgen prüfen. Es wird spannend sein zu beobachten, wie viele VNB hier alternative Angebote machen und wie diese ausgestaltet sind. Die Herausforderung der Anrechenbarkeit in der Grundversorgung ist dabei im Auge zu behalten.

2.3 Effizienzvorgaben

Das Parlament hat gemäss Artikel 46b EnG das Ziel festgelegt, bis 2035 durch Effizienzmassnahmen 2 TWh Strom einzusparen. In der Verordnung wurden die Vorgaben und betroffenen Elektrizitätslieferanten genauer definiert. Es betrifft Elektrizitätslieferanten, die in den vorangegangenen drei Kalenderjahren durchschnittlich 10 GWh oder mehr Elektrizität an ihre Endverbraucherinnen und Endverbraucher abgesetzt haben (Referenzstromabsatz) und die jährlich Stromeinsparungen durch Effizienzsteigerungen gemäss aktuellem Verordnungsentwurf im Umfang von 2 Prozent ihres Referenzstromabsatzes realisieren müssen. Dabei werden Zwischenhändler und Unternehmen mit Zielvereinbarungen ausgeschlossen. Diese Vorgabe soll jedoch ohne Sanktionsbestimmungen erreicht werden. Verfehlen die Lieferanten dieses Ziel, müssen sie den fehlenden Teil in den folgenden drei Jahren zusätzlich erfüllen. Die «fehlbaren» Lieferanten werden vom BFE erfasst und publiziert. Über die genaue Form dieser Offenlegung (mit Namensnennung oder nicht) wird im Rahmen der Vernehmlassung noch diskutiert.

Auf alle Elektrizitätslieferanten, einschliesslich der Grundversorger, kommt daher ein komplett neues Regelwerk mit Effizienzaufgaben zu. Elektrizitätslieferanten erhalten nun Zielvorgaben, die darauf abzielen, die Energieeffizienz bei bestehenden elektrischen Geräten, Anlagen und Fahrzeugen bei Endverbrauchern zu steigern. Sollten die Lieferanten diese Zielvorgaben nicht selbst erfüllen können, müssen oder können sie schweizweit entsprechende Nachweise erwerben, wodurch ein Markt für sogenannte «weisse Zertifikate» entsteht. In der Branche positionieren sich erste Player und planen auch die Etablierung einer Handelsplattform. Die betroffenen VNB mit Grundversorgungsauftrag sind daher gut beraten, sich strategisch über ihre Rolle in diesem neuen Markt Gedanken zu machen und letztlich die notwendigen «make-or-buy»-Entscheidungen zu treffen.

Wichtig ist dabei, dass sich dieser Markt schweizweit ausprägt und auch neue Akteure umfassen wird. Die Massnahmen oder Zertifikate begrenzen sich dabei explizit nicht auf die eigenen Kundinnen und Kunden. Für eine effiziente Abwicklung definiert das BFE Standardmassnahmen, wie z.B. ein Kühlschranksatz. Diese Massnahme wird für die ganze Laufzeit ihrer Wirkung berechnet und an die Zielsetzung des Lieferanten angerechnet.

Durch die Umsetzung dieses neuen Instruments entstehen für die Elektrizitätslieferanten Kosten, etwa für Energieberatungen oder Beiträge an neue Geräte und Anlagen. Diese Kosten können über die Energiekomponente des Strompreises weitergegeben werden, sodass sie letztlich von den Kunden in der Grundversorgung und im freien Markt anteilmässig getragen werden.

2.4 Neuregelung der Grundversorgung

Das Parlament hat die Teilmarktöffnung für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh beibehalten. Die bestehende Ausgestaltung der Grundversorgung hatte jedoch für gebundene Endverbraucher und für Grundversorger einige Nachteile, die durch Anpassungen behoben werden sollen. Gerade diese Anpassungen sind stark von der Phase stark gestiegener Marktpreise im Kontext der Energiekrise geprägt. Die ElCom kritisiert mehrere der Anpassungen vor diesem Hintergrund als kurzfristig und im Kontext wieder sinkender Marktpreise als für die Endverbraucher eher nachteilig.³

2.4.1 Ablösung der Durchschnittspreismethodik

Die bisherige Quersubventionierung zugunsten des freien Marktes auf Kosten der Grundversorgung bei rasch steigenden Marktpreisen (und umgekehrt bei rasch sinkenden) wird mit der Revision von Artikel 6 StromVG beendet. Die Durchschnittspreismethode wird durch eine Trennung der Beschaffungsstrategien für die Grundversorgung und die freien Marktkunden ersetzt, wobei die Gesteuerungskostenregulierung beibehalten wird. Die Eigenproduktion fliesst zu ihren Gesteuerungskosten in die Grundversorgungstarife ein, einschliesslich eines angemessenen Gewinns (WACC). Die Tarife der Grundversorgung werden nach den durchschnittlichen Gesteuerungskosten eines Geschäftsjahres der gesamten Eigenproduktion festgelegt, unabhängig von ihrer Zuweisung zum freien Markt oder zur Grundversorgung. Unklar ist dabei aktuell noch die Eingrenzung auf die «erneuerbare Eigenproduktion». Art. 4 Abs. 1 lit. c^{bis} StromVG definiert neu die sog. «erweiterte Eigenproduktion» als Elektrizitätsproduktion aus eigenen Anlagen und aufgrund von Bezügen, die auf Beteiligungen beruhen; gleichgestellt ist Elektrizität aufgrund der Abnahmepflicht nach Art. 15 EnG (Rücklieferungen). Darunter fallen also auch nicht erneuerbare Kraftwerke oder Beteiligungen. Gleichzeitig beziehen sich jedoch die neuen Mindestproduktionsquoten gemäss dem neuen Art. 6 Abs. 5 StromVG explizit nur auf die «erneuerbaren Energien aus dem Inland» (siehe dazu Ziff. 2.4.2 nachstehend). Dieser Punkt wird hoffentlich im Rahmen der definitiven Verordnungen noch geklärt.

Neben Beschaffungs- und Produktionskosten sind weiterhin anteilige Verwaltungs- und Vertriebskosten in der Grundversorgung anrechenbar. Unklar ist aktuell noch die Gewinndefinition. Während bisher die sog. «60-Franken-Regel» der ElCom zur Anwendung gelangte, soll gemäss Wortlaut von Art. 4 Abs. 2 lit. d nur noch eine Verzinsung des für die Grundversorgung notwendigen Kapitals zulässig sein. Faktisch würde der Verzinsung des Nettoumlaufvermögens mit dem WACC vom Netz entsprechen. Während die ElCom diese Idee begrüsst⁴, wehrt sich der VSE⁵ gegen diese Minimierung vom Vertriebsgewinn in der Grundversorgung.

2.4.2 Stärkung der erneuerbaren Energien in der Grundversorgung

Das Parlament stärkt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in der Schweiz, indem in der Grundversorgung bestimmte Mindestmengen aus erneuerbarer Inlandproduktion abzusetzen sind. Der erste Mindestanteil betrifft die sogenannte «erweiterte Eigenproduktion» aus erneuerbaren Energien (siehe Ziff. 2.4.1 vorstehend). Mindestens die Hälfte dieser erneuerbaren Eigenproduktion muss in der Grundversorgung abgesetzt werden. Wenn Grundversorger bereits einen hohen Anteil erneuerbarer Inlandproduktion haben, kann diese 50-Prozent-Marke unterschritten werden, solange mehr als 80 Prozent der gesamten Elektrizität in der Grundversorgung aus dieser erweiterten Eigenproduktion stammen (siehe Abbildung 3).

Der zweite Mindestanteil bezieht sich auf die erneuerbare Eigenproduktion, die in der Grundversorgung abgesetzt wird. Das Energieportfolio muss in der Grundversorgung einen Mindestanteil von 20 Prozent erneuerbarer Inlandproduktion aufweisen. Wird dieser Anteil nicht durch den Absatz der erweiterten Eigenproduktion erreicht, müssen zusätzliche Mittel- oder Langfristverträge über inländische erneuerbare Energien

³ ElCom (2024) Vernehmlassungsantwort vom 7. Mai 2024.

⁴ ElCom (2024) Vernehmlassungsantwort vom 7. Mai 2024.

⁵ VSE (2024) Vernehmlassungsantwort vom 8. Mai 2024.

abgeschlossen werden. Diese Verträge sollen eine Laufzeit von mindestens drei Jahren haben, um den Produzenten von erneuerbaren Energien eine sichere und planbare Einnahmequelle zu bieten.

Sowohl die konkreten Quoten als auch die Definition von «mittel- und langfristigen Bezugsverträgen» wird im Rahmen der finalen Verordnungen noch zu prüfen sein.

2.4.3 Reduktion von Risiken und stabilere Tarife

Mit dem Mantelerlass wird nun eine gesetzliche Pflicht zur strukturierten und längerfristig ausgerichteten Rest-Beschaffung der Elektrizität für die Grundversorgung eingeführt, welche nicht aus der erweiterten Eigenproduktion und aus längerfristigen Verträgen stammen soll. Diejenigen VNB, welche heute bereits über eine dreijährige, strukturierte Beschaffungsstrategie verfügen, erfüllen diese Vorgabe in der Regel.

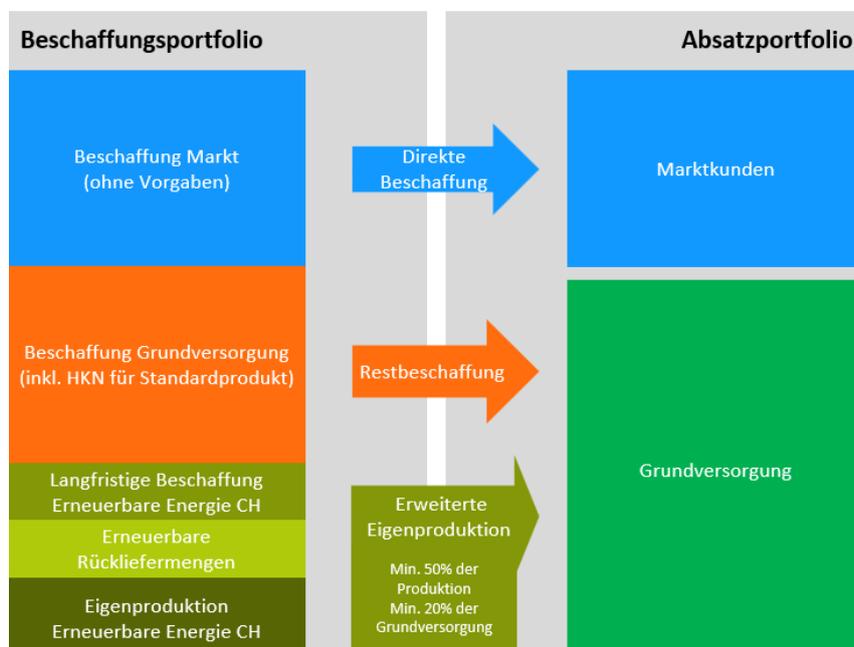


Abbildung 3 – Eigene Illustration zur Neu-Regulierung der Grundversorgung mit Quoten

2.5 Rechnungsstellung

Die neuen Vorgaben von Art. 7b StromVV sehen vor, dass die Netzbetreiber die Endverbraucher auf der Rechnung informieren müssen über die Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr, über Möglichkeiten zur Identifikation von Einsparpotenzialen sowie über den Durchschnittsverbrauch und die Bandbreite des Verbrauchs der Endverbraucher ihrer Kundengruppe.

Die konkrete Umsetzung dieser Bestimmung ist noch unklar. Insbesondere ist fraglich, ob ein Verweis bzw. Link (z.B. QR-Code) auf die Kundenplattform diese Anforderung auch erfüllen kann. Zudem ist unklar, wie die Kundensegmentierung erfolgen soll und inwiefern datenschutzrechtliche Bestimmungen hier Grenzen setzen. Die VNB sind hier gut beraten ihre Möglichkeiten system- und stammdatenseitig zu prüfen und aus ihrer Sicht sinnvolle Umsetzungsvarianten zu validieren und letztlich dann mit der finalen Verordnungsfassung abzustimmen.

2.6 Sunshine Regulierung

Die sogenannte Sunshine-Regulierung ist ein Transparenzinstrument, wobei Vergleichsgrössen und Indikatoren für alle Schweizer Netzbetreiber durch die ElCom berechnet werden, um diese miteinander zu vergleichen. Die ElCom soll dabei fundierte ökonomische Methoden anwenden dürfen, um die Gesamtnetzkosten angemessen vergleichen zu können. Zudem soll sie dem Bundesamt für Energie (BFE) geeignete jährliche Daten liefern, um eine belastbare Evaluation der Regulierung innerhalb der gesetzlich vorgesehenen Frist zu ermöglichen.⁶

Gleichzeitig wird der gesetzliche Rahmen für mögliche Kostenprüfungen und -kürzungen angepasst, um eine wirksame Sunshine-Regulierung gemäss BFE zu gewährleisten. Bei der Prüfung der Netznutzungs-, Elektrizitäts- und Messtarife soll die ElCom grundsätzlich vergleichbare effiziente Netzbetreiber heranziehen. Sie kann sich dabei auch auf einzelne Kostenkomponenten beschränken.

2.7 HKN Strom und Gas

Art. 9 Abs. 5 EnG erlaubt dem Bundesrat, Herkunftsnachweise und Kennzeichnungen auch für andere Bereiche als Strom, so für flüssige und gasförmige biogene Brenn- und Treibstoffe sowie nicht biogenen Wasserstoff einzuführen was auch Biogas miteinschliesst. Das neue HKN-System erfasst Brenn- und Treibstoffe ab der Produktion oder dem Import und verfolgt sie bis zum Verbrauch.

Ab dem 1. Januar 2025 ersetzt das neue HKN-System die Biogas-Clearingstelle der Gasbranche und übernimmt deren Funktion vollständig. Wichtig dabei ist, dass nicht mehr wie bisher der massgebende Produktionszeitraum für die Erfassung der HKN nach Wahl ein Jahr sein kann, sondern nun nunmehr gemäss Art 1 Abs 1 HKSv maximal ein Kalenderquartal betragen darf.

2.8 Netztarifierung und Netznutzungsentgelte

2.8.1 Verursachergerechtere Kostenwälzung zwischen Netzebenen

Weitere neue Vorgaben gibt es in der Netztarifierung durch eine Anpassung der Kostenwälzung zwischen den verschiedenen Netzebenen an die tatsächlichen Kostenstrukturen. Der Leistungsanteil (MW) wird dabei auf 90 Prozent erhöht, während der Arbeitsanteil (MWh) in der Wälzung nur noch 10 Prozent ausmacht.

Diese Neuregelung wird zu Anpassungen bzw. Kostenverschiebungen über alle Netzebenen führen. Wir gehen davon aus, dass diese Anpassungen zusammen mit allen anderen tarifrelevanten Bestimmungen erstmals für das Tarifjahr 2026 zur Anwendung gelangen müssen. Der VSE erarbeitet hier entsprechende Anpassungen an den Branchendokumenten.

2.8.2 Netzentgelte

Für alle Spannungsebenen sind neu sind explizit dynamische Tarife zulässig. Da die Netznutzungstarife gemäß Art. 14 Abs. 3 lit. a des Gesetzes keine einfachen, sondern nachvollziehbare Strukturen aufweisen müssen, gibt es mehr Freiheiten für Tarife, deren Gestaltung sich im Tarifjahr ändern kann. Diese sogenannten dynamischen Tarife sind zulässig, wenn sie gezielte Anreize für ein netzdienliches Verhalten setzen, etwa zur Reduzierung der individuellen Spitzenlast im Netz. Die konkrete Gestaltung dieser Tarife wird von der ElCom im Streitfall oder von Amts wegen überprüft. Die Gestaltung muss sich mindestens stündlich ändern können, eine feinere Granularität ist erlaubt, solange die Struktur nachvollziehbar bleibt. Nur die Methodik muss bis spätestens Ende August des Vorjahres veröffentlicht werden, was eine Tarifsetzung bis zum Vortag oder in Echtzeit ermöglicht.

⁶ Bundesamt für Energie; Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Stromversorgungsverordnung.

Auch die neuen Vorgaben für Netzebene 7 halten am Konzept der Basiskundengruppe für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis 50 MWh fest. Verbraucher ohne intelligentes Messsystem seien gemäss Entwurf einer eigenen Basiskundengruppe zuzuweisen. Dabei erschliesst sich uns der Nutzen dieser relativ aufwändigen Aufteilung, zusätzlich zu möglichen Wahlтарifen und zu Messтарifen, nicht. Es wird zu prüfen sein, ob diese Regelung in der finalen Fassung von Art. 18a StromVV Bestand haben wird.

Netzbetreiber können bei den Tarifen der Basiskundengruppe weiterhin statische Netznutzungstarife mit einer Mindestarbeitskomponente von 70 Prozent anwenden. Für Endverbraucher ohne Smart Meter bleibt diese bestehende Tarifvorgabe ebenfalls unverändert. Dynamische Netznutzungstarife und Leistungstarife sind für diese Kundengruppe (logischerweise) nicht möglich.

2.8.3 Netzentgeltbefreiung von Speicher

Speicher ohne Endverbrauch waren in der Praxis bereits bisher vom Netzentgelt befreit. Mit Art. 14a Abs. 1 lit. b StromVG wird dies jetzt auch im Gesetzeswortlaut klargestellt. Das Parlament ermöglicht mit dem neuen Art. 14a StromVG neu die teilweise Befreiung von Speichern mit Endverbrauch. Das Gesetz unterscheidet bei den Speichern mit Endverbrauch drei Kategorien (Art. 14a Abs. 4 Bst. a-c StromVG): (i) Speicher mit Endverbrauch, (ii) Umwandlungsanlagen und (iii) Pilot- und Demonstrationsanlagen.

Bei den ersten beiden Kategorien von Speicheranlagen erfolgt die Rückerstattung nur auf Antrag und nur für die Elektrizitätsmenge, die nach dem Bezug aus dem Netz und nach der Speicherung (und Umwandlung) nachweislich ins Netz zurückgespeist wird. Energieverluste durch Speicherung und Umwandlung werden nicht rückerstattet. Entsprechend den verschiedenen Verwendungszwecken der Speicheranlage mit Endverbrauch gibt es eine Unterscheidung zwischen Situationen mit und ohne Erzeugung. Zudem wird im Verordnungsentwurf zwischen stationären und mobilen Speicheranlagen unterschieden.

Der Verordnungsentwurf regelt die Höhe der Rückerstattung sowie deren Zusammensetzung und Berechnungsmethode. Die Netznutzungsentgelte ergeben sich aus den anrechenbaren Kosten gemäss Artikel 15 StromVG. Die Arbeitstarifkomponente ergibt sich aus dem Durchschnittstarif am Netzanschlusspunkt. Bei variablen Tarifen wird die Tarifdauer berücksichtigt. Alle massgebenden Tarifkomponenten, die sich auf die Energiemenge beziehen, einschliesslich des Systemdienstleistungstarifs (SDL-Tarif), des Netzzuschlags und der Stromreservekosten, werden für die Rückerstattung berücksichtigt. Die Rückerstattung lokaler Abgaben soll in der Kompetenz der Kantone/Gemeinden bleiben. Letzteres wird in der Vernehmlassung als nicht praktikabel kritisiert.⁷

Gemäss Art. 13 Abs. 1 StromVG dürfen feste Endverbraucher ihre Elektrizität grundsätzlich nur von ihrem VNB kaufen. Beim Verkauf der eigenen Erzeugung (auch aus einem Speicher) gibt es jedoch keine Einschränkungen, wobei die Vorgaben hinsichtlich der freien Lieferantenwahl zu beachten sind. Für Elektrizität aus Speichern gilt die Abnahme- und Vergütungspflicht gemäss Artikel 15 EnG nicht. Der Speicherinhaber kann aber über die Flexibilitätsregulierung (Art. 17c Abs. 2 StromVG) mit einem VNB oder einem Dritten Vereinbarungen abschliessen. Damit der VNB darauf zugreifen kann, muss er im Netzgebiet handeln und die Flexibilität im Sinne von Art. 19a Abs. 1 StromVV nutzen. Unter bestimmten Umständen verfügt der VNB über Nutzungsgarantien, die keine Vereinbarung mit dem Speicherinhaber erfordern (Art. 17c Abs. 4 StromVG).

2.9 Netzverstärkung

Mit dem Mantelerlass werden Netzverstärkungen neu auf Gesetzesebene geregelt (bisher nur Verordnungsebene) und für die Netzebene 7 mittels Pauschalen vereinfacht. Um die Belastung zwischen städtischen und ländlichen Gebieten auszugleichen, wurde Art. 15b Abs. 2–4 StromVG neu eingeführt. Dies ermöglicht, dass

⁷ ElCom (2024) Vernehmlassungsantwort vom 7. Mai 2024.

die Kosten für Netzverstärkungen auf Mittelspannungsebene und höher, die durch den Anschluss erneuerbarer Anlagen entstehen, weiterhin nach Bewilligung durch die ElCom an die nationale Netzgesellschaft weitergegeben werden. Diese Kosten werden, wie heute von der Swissgrid über das Übertragungsnetz auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt.

Für die Niederspannungsebene sieht Absatz 4 von Artikel 15b StromVG eine vereinfachte pauschalisierte Abgeltung vor, um den Vollzugsaufwand zu reduzieren. Die Pauschale wird pro Anschluss entrichtet und richtet sich nach der Leistung der angeschlossenen Anlage. Die Pauschale orientiert sich an den durchschnittlichen Netzverstärkungskosten je kW neu angeschlossener Anlageleistung. Der Bundesrat schlägt mit Art. 13e Abs. 2 StromVV eine eher tiefe, pauschale Vergütung von 59 Franken pro kW installierte Erzeugungsleistung vor.

Ebenfalls neu wird für Anlagen mit einer Leistung über 50 kW eine Solidarisierung der Kosten durch Anlastung an das Übertragungsnetz vorgesehen. Der Bundesrat legt hierfür eine Obergrenze fest: bei mittleren Entfernungen von 100 m und durchschnittlichen Verstärkungskosten von 100 Fr./m beträgt diese 50 Fr./kW, was etwa 5 Prozent der gesamten Investitionskosten entspricht. Diese Regelung sollte nach dem Willen des Parlaments besonders die Installation von Photovoltaikanlagen auf ländlichen Dächern fördern. Mit diesem tiefen Ansatz ist dies zumindest fraglich. Die Kosten für den Teil der Anschlussleitung auf dem Grundstück verbleiben weiterhin beim Produzenten.

2.10 Messwesen

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

2.10.1 Obergrenzen beim Messtarif

Gestützt auf die neue gesetzliche Grundlage legt der Bundesrat nun Tarifobergrenzen für den Einsatz von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern fest. Diese Obergrenze soll bei gewöhnlichen Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern der Netzebene 7 mit Direktmessung bis höchstens 100 Ampere bei monatlich CHF 6, im Falle der Teilnahme an einer lokalen Elektrizitätsgemeinschaft aufgrund des Zusatzaufwands bei CHF 6.50 pro Monat liegen. Für die Netzebene 7 über 100 Ampere mit halbindirekter Messung, die zusätzliche Messklemmen und Strommesswandler erfordert, beträgt die Obergrenze CHF 12 pro Monat. Für die Netzebene 5, welche zusätzliche Messklemmen, Spannungs- und Strommesswandler benötigt, liegt die Obergrenze bei CHF 42 pro Monat.

Eine weitere Neuerung ist die Verpflichtung der Netzbetreiber, grössere Endverbraucher im freien Strommarkt und Erzeugungsanlagen, die neu ans Elektrizitätsnetz angeschlossen werden, beim Smart Meter Rollout prioritär zu bedienen. Das Vorhandensein eines intelligenten Elektrizitätsmesssystems ist wegen der Möglichkeit zum Abruf der Messdaten auch bei Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch, lokalen Elektrizitätsgemeinschaften und beim Einsatz von Stromspeichern entscheidend. Die Netzbetreiber haben ab dem Zeitpunkt der Geltendmachung dieses Anspruchs neu maximal drei Monate Zeit, um die Installation des intelligenten Messsystems vorzunehmen.

Neu haben die Messkunden, falls ein Netzbetreiber seine gesetzlichen Verpflichtungen nicht erfüllt, einen Anspruch darauf, dass ein Dritter (ein anderer Netzbetreiber oder ein anderes Unternehmen) einen zusätzlichen Zähler installiert. Dieser Dritte kann dem lokalen Netzbetreiber die Kosten für diesen zusätzlichen Zähler inklusive Installation und Deinstallation in Rechnung stellen. Diese Kosten sind keine anrechenbaren Messkosten des Netzbetreibers. Der Bundesrat hat die Preisobergrenzen im Entwurf bei einmalig CHF 250 für die Installation und CHF 120 pro Jahr für den Betrieb festgelegt.

2.11 Flexibilität

Grundsätzlich ist die Nutzung der Flexibilität durch die VNB auf netzdienliche Zwecke beschränkt. Der Verordnungsentwurf definiert, was als netzdienliche Nutzung gilt, um dies als implizite Anforderung für die Vertragsgestaltung der VNB festzulegen. Gemäss dem neuen Art. 17c Abs. 3 StromVG soll der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen durch den VNB solange möglich sein, bis die Flexibilitätsinhaber diesen untersagen. Der VNB ist aber verpflichtet, den Kunden über diese Nutzung zu informieren.

VNB erhalten garantierte Nutzungsrechte, die im Rahmen des Einspeisemanagements grundsätzlich eng begrenzt werden. Die Verordnung beschränkt die erzeugungsseitigen Vorgriffsrechte auf maximal 3 Prozent der jährlich produzierten Energie am Anschlusspunkt. Der VNB kann auch einen Vertrag mit dem Flexibilitätsinhaber abschliessen, welcher die darüberhinausgehende erzeugungsseitige Flexibilität (normalerweise gegen Bezahlung) einschliesst. Dieses Recht ist wichtig, da damit eine Abregelung von EEA (v.a. PV) auch ohne Zustimmung des Produzenten möglich sein wird. Im Unterschied zu vertraglich erschlossenen Flexibilitätsnutzungen gemäss Abs. 2 hat dabei das Parlament die Vergütungspflicht für solche garantierten Nutzungen im Rahmen der Beratung gestrichen. Dieses Recht ist zwar aus Sicht der VNB (bzw. der Netzkosten) positiv, der gänzliche Verzicht auf eine Vergütung wird den abgeregelten Produzenten anspruchsvoll zu kommunizieren. Auch zu klären ist die Kombination aus garantierten und weitergehenden vertraglichen Flexibilitäten.

2.12 Datahub

Der Mantelerlass regelt den Prozess zur Einrichtung und Entwicklung der nationalen Datenplattform für den Austausch von energiewirtschaftlichen Daten. Sie umfasst Vorgaben zur Konstituierung des Datenplattformbetreibers, einschliesslich Statuten und Neutralitätsanforderungen, sowie zur technischen und organisatorischen Konzeptplanung. Auch die Organisation des Datenplattformbetreibers wird festgelegt, um grösstmögliche Neutralität und den Einbezug der Endverbraucher sowie Dienstleister zu gewährleisten. Dies soll den Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten erleichtern und ihre Stellung im Prozess der digitalen Transformation des Stromsystems stärken. Zudem soll die digitale Innovation und der Energiedienstleistungsmarkt gefördert werden. Intensiv diskutiert dürfte aktuell der Anhang der StromVV mit den geplanten Verbrauchs- und Stammdaten, welche über den Datahub abgewickelt werden sollen, sein. Der Umfang des Datahubs geht dabei deutlich weiter als die Branche teils möchte. Dabei werden insbesondere auch die Verfügbarkeit und die Qualität der gewünschten Stammdaten eine Herausforderung darstellen.

Der Aufbau soll in Phasen mit klaren Vorgaben zur Anbindung von Messpunkten erfolgen. Die Branche ist unter Anleitung des VSE an der Ausarbeitung an Richtlinien und Standards zum Betrieb des Datahubs und verschiedene Akteure haben sich bereits zum Betrieb des Datahubs positioniert.

2.13 LEG

Lokale Elektrizitätsgemeinschaften (LEG) ermöglichen die lokale Vermarktung selbst erzeugter Elektrizität über das öffentliche Netz innerhalb eines Quartiers oder einer Gemeinde. An einer LEG können Prosumer, Speicherbetreiber, Endverbraucher und Erzeuger teilnehmen, sofern sie sich in räumlicher Nähe zueinander befinden und an derselben Netzebene eines VNB angeschlossen sind. Eine Teilnahme an mehreren LEG ist nicht zulässig. LEG sollen eine Erzeugungsleistung, die 20% der Anschlussleistung aller teilnehmenden Endverbraucher entspricht, benötigen. Diese eher hohe Hürde wird in der Vernehmlassung als zu restriktiv kritisiert. Insbesondere wird damit der Einsatz der LEG für Bürgerbeteiligungsmodelle fraglich.

Eine LEG kann auch Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) als Endverbraucher umfassen (Siehe Abbildung 4). Elektrizitätsversorgungsunternehmen dürfen ebenfalls Erzeugungsanlagen oder Speicher in eine LEG einbringen. Jeder Teilnehmer muss über ein intelligentes Messsystem verfügen und die Abrechnung der Netznutzung obliegt dem zuständigen VNB. Das «Näheprinzip» erfordert, dass die Netznutzung auf die Netzebenen 5 und 7 beschränkt ist. Die LEG-Mitglieder müssen sich auf derselben Netzebene und beim selben

Bestimmungen in Bezug auf die Energie-, Netz- und Messtarife erst auf das Tarifjahr 2026 in Kraft gesetzt werden. In den vorliegenden Verordnungsentwürfen fehlten bisher solche Übergangsbestimmungen. Umgekehrt ist aufgrund der Erwartungen der Stakeholder bisher davon auszugehen, dass Neuregelungen für Rückspeisevergütungen, Messvorschriften, Speicher, Sunshine oder Flexibilität ab 1. Januar 2025 in Kraft gesetzt werden. Gleiches gilt für die meisten Bestimmungen im Energiegesetz und -verordnung. Da gewisse Elemente aber miteinander zusammenhängen (z.B. LEG mit dem LEG-Messtarif), ist die konkrete Kaskade der Inkraftsetzungen aktuell effektiv noch unsicher.

Für die betroffenen VNB gilt es vor diesem Hintergrund basierend auf den vorliegenden Grundlagen die Umsetzung per 1. Januar 2025 richtig zu priorisieren und entsprechend vorzubereiten. Die hohen Erwartungen vieler Anspruchsgruppen gilt es möglichst gut zu erfüllen. Gleichzeitig gilt es seitens der VNB die Chancen aus dem neuen Erlass zu identifizieren und diese proaktiv anzugehen.