



Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

Faktenblatt: Neuerungen im Energierecht ab 2025

20.11.2024

Das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien wurde von der Schweizer Stimmbevölkerung am 9. Juni 2024 angenommen. Damit gibt es ab 2025 Neuerungen im Energierecht, deren Vollzug der Bundesrat am 20. November 2024 in verschiedenen Verordnungen präzisiert hat.

Für die Umsetzung gewisser Neuerungen brauchen die Stromversorgungsunternehmen und weitere Beteiligte Zeit für die Vorbereitung. Der Bundesrat setzt die Gesetzesänderungen und die Vollzugsbestimmungen in den Verordnungen deshalb gestaffelt in Kraft: Die Änderungen des Energiegesetzes treten auf den 1. Januar 2025 in Kraft. Ausnahme bilden die Änderungen von Artikel 15 im Energiegesetz (Abnahme- und Vergütungspflicht, Minimalvergütungen). Ebenfalls auf den 1. Januar 2025 in Kraft treten die Änderungen im Waldgesetz (Windenergieanlagen) sowie ein erster Teil der Änderungen im Stromversorgungsgesetz. Die weiteren Änderungen im Stromversorgungsgesetz sowie die Änderung von Artikel 15 im Energiegesetz treten am 1. Januar 2026 in Kraft, die entsprechenden Verordnungen werden voraussichtlich noch im ersten Quartal 2025 vom Bundesrat verabschiedet. Die Änderungen im Raumplanungsgesetz treten (im Rahmen der Revision 2 Raumplanungsgesetz) am 1. Juli 2025 in Kraft.

Dieses Faktenblatt zeigt die wichtigsten Änderungen, die ab 2025 gelten.

Energieverordnung (EnV)

Das revidierte Energiegesetz bringt unter anderem Änderungen bei den Richtplänen der Kantone, dem nationalen Interesse, den Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV) und bei den Effizienzmassnahmen. Ausserdem wird ein Herkunftsnachweissystem für Brenn- und Treibstoffe eingeführt. Die EnV wird entsprechend angepasst.

Nationales Interesse: Wie bisher sind Wasserkraft- und Windenergieanlagen ab einer gewissen Produktionsgrösse von nationalem Interesse. Neu legt der Bundesrat fest, dass auch Solaranlagen von nationalem Interesse sind, wenn ihre Winterstromproduktion (Oktober bis März) mindestens 5 GWh beträgt.

Wie bisher bezeichnen die Kantone im Richtplan Eignungsgebiete für Wasser- und Windkraftanlagen. Neu tun sie das auch für Solaranlagen von nationalem Interesse. Sie müssen dabei dem Schutz von Landschaft, Gewässern, Wald und Landwirtschaft Rechnung tragen. Wind- und Solaranlagen genießen in diesen Eignungsgebieten einen grundsätzlichen Vorrang bei der Interessenabwägung. So konzentriert sich die Planung und Realisierung solcher Anlagen auf die Eignungsgebiete und die Biodiversität und Landschaft ausserhalb der Eignungsgebiete wird geschont.

Bei der Wasserkraft erhalten die Speicherwasserkraftprojekte, die in Anhang 2¹ des Stromversorgungsgesetzes aufgelistet sind, sowie das Projekt Chlus einen grundsätzlichen Vorrang. Falls diese

¹ Projekte des Runden Tisches: Auf die Projekte des Runden Tisches haben sich Vertreterinnen und Vertreter wichtiger Akteure im Bereich der Wasserkraft (Schutzverbände, Betreiber, Kantone und Bund) verständigt und eine entsprechende gemeinsame Erklärung unterzeichnet. Diese beinhalten Chummensee (VS), Curnera-Nalps (GR), Gorner (VS), Gougria (VS), Griessee (VS), Grimsensee (BE), Lac d'Emosson (VS), Lac des Toules (VS), Lago del Sambuco (TI), Lai da Marmorera (GR), Mattmarksee (VS), Oberaarsee (BE), Oberaletsch Klein (VS), Reusskaskade (UR) und Trift (BE). Zusätzlich enthält Anhang 2 das Wasserkraftprojekt Chlus (GR).



Anlagen gebaut werden, müssen zusätzliche Ausgleichsmassnahmen zum Schutz von Biodiversität und Landschaft umgesetzt werden.

Der grundsätzliche Vorrang gegenüber anderen nationalen Interessen bedeutet nicht, dass Anlagen in jedem Fall bewilligt werden. Eine Einzelfallbetrachtung mit einer umfassenden Interessenabwägung findet weiterhin statt.

Die demokratischen Mitsprachemöglichkeiten der Bevölkerung bleiben gewahrt. Beispielsweise sind in Gemeinden Abstimmungen über konkrete Projekte weiterhin möglich. Einzig beim Bau oder Ausbau der im Gesetz genannten 16 Wasserkraftwerke wird die Mitsprachemöglichkeit leicht eingeschränkt, weil die Nutzungsplanung wegfällt.

Vorhaben in einem Inventar von Objekten von nationaler Bedeutung: Biotop von nationaler Bedeutung sowie gewisse Wasser- und Zugvogelreservate sind besonders schützenswerte Gebiete. Seit 2018 gilt in diesen Gebieten ein absolutes Bauverbot für neue Stromproduktionsanlagen. Dieser Schutz gilt weiterhin. Wasserkraftwerke dürfen jedoch in solchen Schutzgebieten geplant werden, wenn sie zur Verbesserung der ökologischen Situation beitragen oder wenn nur ihre Restwasserstrecke im Schutzobjekt liegt. Die Planung von Wasserkraftwerken ist auch möglich auf dem Gebiet von Gletschervorfeldern und alpinen Schwemmebenen, die nach dem 1. Januar 2023 vom Bundesrat in das Bundesinventar der Auengebiete aufgenommen wurden. Für jedes einzelne Projekt muss aber im Einzelfall entschieden werden, ob das Schutz- oder das Nutzungsinteresse höher zu gewichten ist.

Eigenverbrauch und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV): Bisher durfte das Verteilnetz nicht für den Eigenverbrauch des selbst produzierten Stroms genutzt werden. Neu gilt, dass auf der Niederspannungsebene (unter 1 kV) die Anschlussleitungen und die lokale elektrische Infrastruktur beim Netzanschlusspunkt genutzt werden dürfen. Netzbetreiber werden zudem verpflichtet, so genannte «virtuelle ZEV» zuzulassen. Dafür stehen bestehende intelligente Messsysteme des Netzbetreibers sowohl als virtueller Messpunkt für den Betreiber als auch für den ZEV zur internen Abrechnung des Eigenverbrauchs zur Verfügung. Die Möglichkeit von virtuellen Messpunkten ändert nichts an den Voraussetzungen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch: Die gesamte Produktionsleistung des Zusammenschlusses muss mindestens 10 Prozent der gesamten Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen. Umfasst ein ZEV ein Netz für die interne Stromverteilung, so können die Kosten dafür über den Strompreis an die Teilnehmenden des ZEV weitergereicht werden. Die EnV regelt die organisatorischen Fragen und die Abrechnung der Kosten.

Effizienzsteigerungen für Stromlieferanten: Bis 2035 müssen mit Effizienzmassnahmen jährlich 2 TWh Strom eingespart werden. Dafür wird das neue Instrument der Effizienzsteigerungen durch Stromlieferanten eingeführt. Stromlieferanten mit einem Referenzstromabsatz (Durchschnittswert des Stromabsatzes der drei letzten Kalenderjahre) von weniger als 10 GWh pro Jahr sind von den Zielvorgaben befreit. Die anderen rund 350 bis 400 Elektrizitätslieferanten, die zusammen über 95% des Stromverbrauchs in der Schweiz abdecken, müssen künftig eine jährliche Stromspar-Vorgabe erfüllen. Diese wird in den ersten Jahren schrittweise erhöht: Für 2025 gibt es keine Zielvorgabe, 2026 liegt die Zielvorgabe bei 1.0%, 2027 bei 1.5% und ab dem Jahr 2028 bei 2.0%. Die Stromlieferanten müssen nachweisen, dass bei bestehenden Endverbraucherinnen und Endverbrauchern Massnahmen für die Stromeffizienz umgesetzt wurden, beispielsweise bei elektrischen Antrieben, Beleuchtungen, Lüftungen, Kälteanlagen oder Geräten. Die Zielvorgabe für Effizienzsteigerungen schränkt den Stromverkauf explizit nicht ein. Für die Elektrizitätslieferanten entstehen durch die Erfüllung der Sparvorgaben Investitionskosten, beispielsweise für die Durchführung von Energieberatungen oder für



neue Geräte und Anlagen. Diese Kosten können von den Elektrizitätslieferanten über die Energiekomponente des Strompreises weitergegeben werden und werden damit von den Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung und im freien Markt getragen. Für die Elektrizitätslieferanten entsteht so ein Anreiz, die Effizienzdienstleistungen möglichst kostengünstig zu erbringen und dadurch die Kosten so tief wie möglich zu halten.

Schweizweite Effizienzprogramme: Zum Stromsparziel bis 2035 sollen auch schweizweite Programme beitragen. Sie ergänzen die bestehenden wettbewerblichen Ausschreibungen zum Stromsparen (ProKilowatt). Es geht dabei um Massnahmen, die in einer Vielzahl von Haushalten oder Unternehmen umgesetzt werden können, zum Beispiel der Ersatz von Umwälzpumpen. Das Bundesamt für Energie kann solche Programme gezielt ausschreiben.

Verschuldungsmöglichkeit des Netzzuschlagsfonds: Die Eidgenössische Finanzverwaltung (EFV) kann dem Netzzuschlagsfonds sogenannte Tresoreriedarlehen gewähren, um Finanzierungsspitzen zu überbrücken (temporäre Verschuldung, Rückzahlung innerhalb von sieben Jahren). Die EFV und das Bundesamt für Energie legen die Einzelheiten der Tresoreriedarlehen im Bedarfsfall einvernehmlich fest.

Herkunftsnachweise für Brenn- und Treibstoffe: Neu eingeführt werden Herkunftsnachweise (HKN) für flüssige und gasförmige erneuerbare Brenn- und Treibstoffe sowie für nicht erneuerbaren Wasserstoff und emissionsarme Flugtreibstoffe (gesammelt als Brenn- und Treibstoffe bezeichnet). Diese Stoffe spielen je nach Herkunft eine wichtige Rolle, um eine erneuerbare Energieversorgung sicherzustellen, Treibhausgasemissionen zu vermindern und das Klimaziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen. Im neuen HKN-System werden die Brenn- und Treibstoffe ab Produktion beziehungsweise ab Import in einer Datenbank erfasst und dafür HKN ausgestellt. Ihr ökologischer Mehrwert wird damit sichtbar und handelbar. Das System ermöglicht die eindeutige Zuteilung des ökologischen Mehrwerts an einen Akteur respektive an die klima- oder energiepolitischen Instrumente. Dies verhindert, dass die daraus folgenden Emissionsvermindierungen doppelt gezählt werden. Zudem vereinfacht es den Vollzug der klima- und energiepolitischen Instrumente sowohl für die verpflichteten Akteure als auch für die Verwaltung. Das neue HKN-System ist ab dem 1. Januar 2025 operativ und löst die Clearingstelle für erneuerbare Gase der Gasbranche ab. Für die Einführung des neuen HKN-Systems braucht es neben den neuen Bestimmungen in der EnV auch eine neue Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis für Brenn- und Treibstoffe. Diese Verordnung erlässt das UVEK parallel zur Revision der EnV.

Stromkennzeichnung: Gemäss der geltenden UVEK-Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung muss die Stromkennzeichnung den Kundinnen und Kunden einmal pro Jahr mit der Rechnung versandt werden. Neu muss darauf der Vergleich des bestellten Stromprodukts mit dem Lieferantenmix des Elektrizitätslieferanten grafisch ansprechend dargestellt werden. Weiter müssen die durch die Stromproduktion direkt verursachten Emissionen an CO₂ sowie die Menge der anfallenden radioaktiven Abfälle gemäss Herkunftsnachweisen ausgewiesen werden.

Energieförderungsverordnung (EnFV)

Das revidierte Energiegesetz führt neue Förderinstrumente wie die gleitende Marktprämie oder die Projektierungsbeiträge ein und passt bestehende Instrumente an. Zudem wird ein Bonus bei der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen über Parkplatzarealen eingeführt. Die EnFV wird entsprechend angepasst.



Gleitende Marktprämie: Für Wasserkraft-, Windenergie- und gewisse Photovoltaik- und Biomasseanlagen gibt es neu eine gleitende Marktprämie. Sie sichert den Erlös für den ins Stromnetz eingespeisten Strom ab: Ist der Erlös tiefer als der festgelegte Vergütungssatz, zahlt der Netzzuschlagsfonds dem Anlagenbetreiber die Differenz aus. Liegt der Erlös über dem Vergütungssatz, zahlt der Anlagenbetreiber die Differenz in den Netzzuschlagsfonds ein. Die Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre. Photovoltaikanlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad erhalten einen Bonus zu dem Vergütungssatz: Für integrierte Anlagen beträgt er 2,2 Rp./kWh und für angebaute und freistehende Anlagen 1 Rp./kWh. Die EnFV regelt das Wahlrecht zwischen der gleitenden Marktprämie und den Investitionsbeiträgen sowie die Festlegung der Vergütungssätze (entweder auf Basis der Gestehungskosten von Referenzanlagen, einzelfallweise oder mit Auktionen bei Photovoltaikanlagen ohne Eigenverbrauch ab einer Leistung von 150 kW). Falls für die Gesuche um eine gleitende Marktprämie nicht genügend Fördermittel zur Verfügung stehen, werden Wartelisten geführt. Bei der gleitenden Marktprämie gilt für alle das Prinzip der Direktvermarktung des eigenen produzierten Stroms. Die den Betreibern dadurch entstehenden Vermarktungskosten sind Teil des Vergütungssatzes. Der ökologische Mehrwert in Form der Herkunftsnachweise (HKN) bleibt beim Betreiber. Er kann die HKN somit frei handeln.

Betriebskostenbeiträge für Biomasseanlagen: Um den in manchen Bereichen gestiegenen Betriebskosten Rechnung zu tragen, wurden die Betriebskostenbeiträge teilweise erhöht und auch die Vergütungssätze der gleitenden Marktprämie entsprechend gestaltet. Neu gibt es bei Biogasanlagen einen Wärmebonus. Der Bonus für Holzkraftwerke wird neu bei den Betriebskostenbeiträgen, analog zur gleitenden Marktprämie, nur für den in den Monaten Oktober bis März produzierten Strom vergütet.

Investitionsbeiträge: Die Mindestbetriebsdauer für Windenergie- und Photovoltaikanlagen, die einen Investitionsbeitrag erhalten, wird von 15 auf 20 Jahre angehoben (Kongruenz mit der Vergütungsdauer bei der gleitenden Marktprämie). Für Geothermie-Anlagen gilt neu ebenfalls eine Mindestbetriebsdauer von 20 Jahren. Bei den anderen Technologien bleibt sie unverändert.

Höhere Boni bei der Einmalvergütung für Photovoltaikanlagen an Fassaden: Per 1. April 2025 wird der Bonus für Anlagen mit einem Neigungswinkel von mindestens 75 Grad stark erhöht. Für integrierte Anlagen steigt er von 250 auf 400 Franken pro kW installierter Leistung, für angebaute und freistehende Anlagen von 100 auf 200 Franken. Dies setzt einen Anreiz zum Bau von Fassadenanlagen, die im Winterhalbjahr viel Strom produzieren. Per 1. Juli 2025 wird auch das Raumplanungsgesetz angepasst: Für Fassadenanlagen braucht es grundsätzlich kein Baubewilligungsverfahren mehr.

Anreiz für den Bau grosser Photovoltaikanlagen auf Dächern: Damit in Zukunft auf Dächern auch grössere Anlagen integriert realisiert werden, erhalten solche Anlagen ab einer Gesamtleistung von 100 kW ab dem 1. April 2025 für die Leistungen unter 100 kW den Vergütungssatz für integrierte Anlagen (das sind 330 Franken/kWh) und 250 Fr./kWh für die darüberhinausgehende installierte Leistung. Ebenfalls per 1. April 2025 wird der Leistungsbeitrag der Einmalvergütung für die stark wachsenden Marktsegmente der Anlagen mit weniger als 30 kW Leistung sowie für angebaute und freistehende Anlagen ab 100 kW um je 20 Franken gesenkt. Keine Absenkung gibt es in der Leistungsklasse von 30-100 kW, die weniger stark wächst. Damit wird es finanziell attraktiver, grössere Anlagen zu bauen und möglichst die gesamte geeignete Dachfläche für die Stromerzeugung auszunutzen. Die Absenkung der Vergütungssätze reduziert auch die von der eidgenössischen Finanzkontrolle festgestellten Mitnahmeeffekte bei den kleinen Anlagen und ermöglicht zudem die Förderung von mehr Anlagen mit den begrenzten Mitteln des Netzzuschlagsfonds.



Bonus für Photovoltaikanlagen über bisher unüberdachten Parkplatzarealen: Photovoltaikanlagen über Parkplatzflächen sind deutlich teurer als vergleichbar grosse Anlagen auf Dachflächen. Neu werden ab dem 1. Januar 2025 solche Anlagen mit einer Leistung von mindestens 100 kW mit einem Bonus auf der Einmalvergütung von 250 Fr./kW installierte Leistung bzw. 1 Rp./kW auf die gleitende Marktprämie gefördert.

Projektierungsbeiträge: Neu können Projektanten von Windenergie-, Wasserkraft- sowie Geothermie-Kraftwerken ein Gesuch um Übernahme von höchstens 40% der anrechenbaren Projektierungskosten stellen (diese müssen mindestens 75'000 Franken betragen). Für Windenergieanlagen werden Projektierungsbeiträge pro Projekt und nicht pro Anlage gewährt und sie betragen maximal 1 Million Franken. Aufgrund dieser verbesserten Förderbedingungen wird die Möglichkeit der Übertragung eines positiven KEV-Bescheids («Zusicherung dem Grundsatz nach» für eine Einspeisevergütung) von einer Windenergieanlage auf eine andere abgeschafft.

Energieeffizienzverordnung (EnEV) und CO₂-Verordnung

Aufgrund der Anpassungen des CO₂-Gesetzes vom 15. März 2024 muss die EnEV angepasst werden. In der CO₂-Verordnung werden periodische Aktualisierungen von Vollzugsparametern vorgenommen. Diese Anpassungen erfolgen im Sinne der Verfahrenseffizienz im Rahmen der Inkraftsetzung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien.

CO₂-Emissionsvorschriften Fahrzeuge: In der Verordnung werden die Sanktionsbeträge für das Jahr 2025 und die durchschnittlichen Leergewichtswerte festgelegt, welche für die Berechnung der individuellen Zielvorgabe des Jahres 2025 bei PW und LNF benötigt werden. Zudem werden die Formeln zur Berechnung der CO₂-Emissionen von Personenwagen und leichten Nutzfahrzeugen, die über keine Messwerte nach dem WLTP-Verfahren verfügen, aktualisiert, um sie dem Stand der Technik anzupassen.

Energieetikette für Personenwagen: Der CO₂-Zielwert hat einen direkten Einfluss auf die Energieetikette für Personenwagen (Kategorien A bis G). Die Verweise in Anhang 4.1 der EnEV werden entsprechend angepasst, weil die anwendbaren Zielwerte neu direkt im revidierten CO₂-Gesetz geregelt sind.

Stromversorgungsverordnung (StromVV)

Das revidierte Stromversorgungsgesetz tritt gestaffelt auf den 1. Januar 2025 und auf den 1. Januar 2026 in Kraft. Bei den Anpassungen, die per 2025 in Kraft treten, geht es insbesondere um die neuen Regelungen für die Grundversorgung, die Solidarisierung von Leitungsverstärkungskosten und die nationale Datenplattform. Bei den Anpassungen, die per 2026 in Kraft treten, geht es insbesondere um Regelungen zur Nutzung von Flexibilität, zum Messwesen, zur Netznutzungstarifizierung, zur Rückerstattung des Netznutzungsentgeltes für Speicher mit Endverbrauch, sowie zu den lokalen Elektrizitätsgemeinschaften.

Grundversorgung: Die Neuerungen sind erst ab dem Tarifjahr 2026 wirksam. Endverbraucherinnen und Endverbraucher, die ihren Stromlieferanten nicht frei wählen können, hatten durch die bisherige Ausgestaltung ihrer Grundversorgung Preisnachteile. Dies wird behoben, indem die sogenannte



Durchschnittspreismethode abgeschafft wird. Neu werden die Beschaffungsstrategien für die Grundversorgung und die freien Marktkunden getrennt. Eine Quersubventionierung zugunsten des freien Markts auf Kosten der Grundversorgung ist so nicht mehr möglich. Zudem muss der Strom, der an Kundinnen und Kunden in der Grundversorgung geliefert wird, künftig einen effektiven (d.h. nicht lediglich über Herkunftsnachweise garantierten) Mindestanteil von 20% aus erneuerbarer Inlandproduktion enthalten. Dieser Strom kann aus eigenen Anlagen der Stromlieferanten stammen, aus Strom, der im Netzgebiet der Lieferanten eingespeist wird, oder aus Mittel- bzw. Langfristverträgen über inländischen erneuerbaren Strom (z.B. sogenannte Power-Purchase-Agreements PPA). Schliesslich gibt es für die Stromlieferanten neu eine Pflicht zur strukturierten und längerfristig ausgerichteten Beschaffung der Elektrizität für die Grundversorgung. Dies mindert Preisschwankungen für die Endkundinnen und -kunden.

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

Solidarisierung der Kosten für die Verstärkung der Stromverteilnetze: Um den zunehmend dezentral erzeugten Strom abtransportieren und die Verbraucher zuverlässig mit Strom versorgen zu können, braucht es eine Verstärkung der Stromverteilnetze. Die Kosten für erzeugungsbedingte Verstärkungen werden neu über das Übertragungsnetz solidarisch auf alle Netznutzerinnen und -nutzer in der Schweiz verteilt. Kosten für Netzverstärkungen, die durch den Anschluss erneuerbarer Anlagen auf Mittelspannungsebene entstehen, können auf Bewilligung der ECom hin an die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid weitergegeben werden. Für Anschlüsse erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene (Netzebene 7) erhalten betroffene Verteilnetzbetreiber für Netzverstärkungen eine pauschale Abgeltung von 59 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung. Auch für die Verstärkung von bestehenden Anschlussleitungen von der Grundstücksgrenze bis zum Netzanschlusspunkt, beispielsweise für eine Solaranlage auf dem Scheunendach eines Bauernhofs, ist die Solidarisierung der Verstärkungskosten via Übertragungsnetz möglich: Für die Verstärkungskosten für Anlagen mit einer Leistung über 50 kW erhalten Produzenten eine Abgeltung von höchstens 50 Franken pro kW neu installierter Erzeugungsleistung. Dies entspricht bei einer Anlagengrösse von 200 kW etwa 5 Prozent der gesamten Investitionskosten. Die Kosten für den Teil der Anschlussleitung auf dem Grundstück verbleiben dagegen beim Produzenten.

Datenplattform: Neu gibt es eine nationale Datenplattform für den Austausch von energiewirtschaftlichen Daten. Die StromVV regelt den Aufbau der Plattform, die Aufgaben und Organisation des Datenplattformbetreibers, die Prozesse und Fristen des Datenaustausches, die Stammdaten, sowie die Rahmenbedingungen zur Finanzierung und Kostendeckung der nationalen Datenplattform. Die Datenplattform soll Endverbraucherinnen und Endverbrauchern den Zugang zu ihren Daten erleichtern und auch die digitale Transformation des Stromsystems und des Energiedienstleistungsmarkts stärken.

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



Winterreserveverordnung (WResV)

Das revidierte Stromversorgungsgesetz schafft eine spezifische gesetzliche Grundlage für eine Energiereserve im Winter. Bisher wurde die Wasserkraftreserve für die Absicherung der Winterstromversorgung über Ausschreibungen gebildet. Ab 2025 sind die Betreiber grösserer Speicherseen (ab einer Speicherkapazität von 10 GWh) verpflichtet, für den Winter in den Speicherseen genügend Wasser für die Stromproduktion zur Bewältigung von kritischen Versorgungsengpässen zurückzuhalten. Sie erhalten dafür eine moderate Pauschalabgeltung. Die WResV regelt unter anderem die Berechnung dieser Abgeltung.

Das revidierte Stromversorgungsgesetz sieht weitere Energiereserven vor (Ausschreibungen für andere Speicher und eine Verbrauchsreserve). Der Bundesrat hat die Möglichkeit, zeitweise auf die Bildung eines Reserveteils zu verzichten. Für die Verbrauchsreserve hat er einen solchen Verzicht am 28. Juni 2023 beschlossen. Auch auf Ausschreibungen für andere Speicher und entsprechende Verordnungsbestimmungen verzichtet der Bundesrat vorerst.

Derzeit befindet sich eine Vorlage im politischen Prozess², mit der die ergänzende thermische Reserve (Reservekraftwerke, Notstromgruppen) gesetzlich verankert werden soll.

Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft (VOEW)

Das revidierte Stromversorgungsgesetz führt ein Monitoringsystem für die Überwachung der Versorgungssituation mit Strom ein. Die VOEW überträgt der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid die Aufgabe, dieses Monitoringsystem für den Fachbereich Energie der Wirtschaftlichen Landesversorgung (WL) zu betreiben.

² [24.033 | Stromversorgungsgesetz \(Stromreserve\), Änderung | Geschäft | Das Schweizer Parlament](#)