



21. Februar 2024

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien: Änderung der Winterreserveverordnung

Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage	2
2.	Grundzüge der Vorlage	2
2.1	Grundlagen im Gesetz	2
2.2	Umsetzung in der Verordnung	2
3.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden	3
4.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft	3
5.	Verhältnis zum EU-Recht	3
6.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen	3

1. Ausgangslage

Das Parlament hat am 29. September 2023 das Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien verabschiedet (BBl 2023 2301), das per 1. Januar 2025 in Kraft treten soll. Dadurch wird eine spezifische gesetzliche Grundlage für eine Energiereserve in das Stromversorgungsgesetz vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) aufgenommen. Bis anhin hatte sich die ab 2022 zur Absicherung gegen kritische Versorgungssituationen errichtete Stromreserve (Winterreserve) bzw. die dafür geschaffenen Bestimmungen der Winterreserveverordnung vom 25. Januar 2023 (WResV; SR 734.722) auf den sehr allgemein gehaltenen Artikel 9 StromVG gestützt. Zur Wasserkraftreserve, die einer der zwei Hauptpfeiler der Reserve ist, hat das Parlament mit dem neuen Artikel 8a StromVG einen Systemwechsel beschlossen. Dieser soll mit der vorliegenden Änderung der WResV umgesetzt werden.

2. Grundzüge der Vorlage

2.1 Grundlagen im Gesetz

Der Systemwechsel besteht darin, dass die Wasserkraftreserve neu nicht mehr über Ausschreibungen gebildet wird, sondern kraft eines gesetzlichen Obligatoriums in allen grösseren Speicherseen vorgehalten werden muss. Die Kraftwerksbetreiber erhalten dafür eine moderate Pauschalabgeltung.

Weiter sieht das Gesetz Ausschreibungen für andere Speicherarten und für grössere Verbraucher mit einem Potenzial für Lastreduktion vor. Der Bundesrat hat die Möglichkeit, zeitweise auf die Bildung von Reserveteilen zu verzichten.

Die WResV stützt sich neu auf spezifische Normen im StromVG, nicht nur für die Wasserkraftreserve als solche, sondern auch für Allgemeines zur Reserve (Art. 8a regelt z.B. die Zuständigkeiten und Art. 15 regelt via die Anrechenbarkeit als Netzkosten die Finanzierung usw.). Für die Anlagen der ergänzenden Reserve, wofür es vorliegend nur minime Anpassungen gibt, bildet einstweilen weiterhin Artikel 9 StromVG (und teilweise das Landesversorgungsgesetz vom 17. Juni 2016 [LVG; SR 531]) die gesetzliche Grundlage. Die spezifische gesetzliche Grundlage für diesen Reserveteil ist noch im politischen Prozess.

2.2 Umsetzung in der Verordnung

Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell für die Wasserkraftreserve wird in der WResV abgebildet. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) legt weiterhin die Eckwerte für die Wasserkraftreserve fest. Neu ist die Vorhalteverpflichtung (in Prozent) für alle Speicherseen ab einer Kapazität von 10 GWh Teil der Eckwerte. Die Eckwerte zur Ausschreibung fallen weg, während die weiteren Eckwerte, beispielsweise zu Vorhaltezeitraum und Verteilung der Energie, bestehen bleiben. Auch die Bestimmungen zur Dimensionierung bleiben bestehen. Sodann muss im Verpflichtungsmodell die Verordnung klären, wie es sich mit der Pflicht im Fall von Partnerwerken verhält.

Die Pauschalabgeltung berechnet sich aufgrund der Preisdifferenz zwischen dem Winter- und dem Frühjahrsquartal am Terminmarkt Schweiz. Zur Abgeltung der Flexibilität wird diese Basis mit einem Faktor multipliziert.

Das Verpflichtungsmodell soll erstmals für den Winter 2024/25 zur Anwendung kommen. Dies bedingt, dass die ElCom die neuen Eckwerte spätestens zu Beginn der Abstauperiode im Herbst 2024 kommuniziert. Die Vorhalteverpflichtung muss jedoch erst ab Januar oder Februar 2025 greifen. Dies bedingt, dass die ElCom – wie schon bei der Einführung der Wasserkraftreserve – die Eckwerte vorgängig unter dem Vorbehalt kommuniziert, dass die Verordnung wie geplant per 1. Januar 2025 in Kraft tritt.

Auf den zweiten Teil der Energiereserve (Ausschreibungen für andere Speicher und Verbrauchsreduktionen) soll weiterhin verzichtet werden. Ausser der Wasserkraft gibt es derzeit in der Schweiz keine Speicher, mit denen relevante Energiemengen vorgehalten werden könnten. Gemäss Bundesratsentscheid vom 28. Juni 2023 soll anstelle einer hoheitlichen Verbrauchsreserve die Strombranche entsprechende Vorhalte-Produkte marktbasierend entwickeln und anbieten.

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

Durch die neue gesetzliche Regelung und die vorliegende Änderung der Winterreserververordnung sind keine grösseren Auswirkungen auf Bund, Kantone oder Gemeinden zu erwarten.

4. Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft

Der Wechsel von Ausschreibungen auf ein Verpflichtungsmodell dürfte die Kosten für die Wasserkraftreserve reduzieren. Für den Winter 2022/23 kostete die Vorhaltung durchschnittlich 740 EUR/MWh, für den Winter 2023/24 durchschnittlich 139 EUR/MWh. Die moderate Pauschalabgeltung bei der aktuellen Marktsituation würde rund 35 EUR/MWh betragen (siehe Erläuterungen zu Art. 5a). Bei einer Vorhaltung von 400 GWh entspräche dies Gesamtkosten von rund 13 Millionen Franken.

5. Verhältnis zum EU-Recht

Im Falle eines Stromabkommens müsste die Schweizer Winter- bzw. Wasserkraftreserve kompatibel mit EU-Recht sein. In der EU sind für solche oder ähnliche Instrumente v.a. die Regeln über staatliche Beihilfen anwendbar. Gemäss diesen werden wettbewerbliche Beschaffungen gegenüber hoheitlich festgelegten Abgeltungen bevorzugt, da erstere zu tieferen Kosten und weniger Marktverzerrung führen sollten. Bei der Schweizer Wasserkraftreserve ist jedoch aufgrund der geringen Anzahl von Anbietern das Gegenteil der Fall, wie die Erfahrungen gezeigt haben. Somit bestehen für die Wasserkraftreserve – sowohl was den neuen Beschaffungsmodus wie auch weitere Aspekte betrifft – insgesamt gute Argumente, um sie als EU-kompatibel zu qualifizieren.

6. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Art. 2 Abs. 3

Die Reservebildung via durch die EICom festgelegte Eckwerte erlaubt es, zeitnah auf die erwarteten Gegebenheiten des jeweils bevorstehenden Winters einzugehen. Die bewährte Eckwertfestlegung bleibt deshalb weiterhin ein zentrales Instrument und wird sich künftig mit den gleichen Themen befassen wie bisher (Dimensionierung, Vorhaltezeitraum etc.). Artikel 2, der von diesen Eckwerten handelt, muss vom bisherigen Ausschreibungsmodell auf das neue obligatorische Modell umgestellt werden. Die Vorhaltmenge entspricht neu einem Prozentwert für alle Schweizer Speicherseen ab einer Kapazität von 10 GWh. Die Partnerwerke gehören selbstverständlich auch dazu. Der Umfang der Teilnahmepflicht entspricht bei den einzelnen Verpflichteten genau diesem Prozentwert (Art. 3 Abs. 3); d.h. diese müssen in ihren Seen, die dem Obligatorium unterstehen, die entsprechende Speichermenge vorhalten. Relevant für die Ermittlung der Vorhaltmenge sind die tatsächlich verfügbaren maximalen Energieinhalte der Speicherseen. Der Verstoß gegen Reservepflichten (z.B. eine zu ge-

ringe Vorhaltung) ist, nicht zuletzt aus Gründen der Präventivwirkung, mit einer Pönale belegt. Im bisherigen Recht war dies eine Konventionalstrafe, mit dem neuen Artikel 8a StromVG ändert die Rechtsnatur (Art. 5b).

Zahlreiche Elemente, die bisher zu den Eckwerten gehörten, entfallen mit dem Systemwechsel hin zum Obligatorium. Im neuen System ohne Ausschreibungen braucht es u.a. kein Pooling von Angeboten und keine Preisobergrenzen mehr (stattdessen greift die behördlich fixierte Pauschalabgeltung). Was das zeitliche Element betrifft, ist künftig nur noch der Zeitraum (der Vorhaltung) erwähnt und nicht zusätzlich auch noch die Dauer, da Letztere keine zusätzliche, eigenständige Bedeutung hat.

Art. 3 Obligatorische Teilnahme und Umfang der Verpflichtung

Die Teilnahmepflicht (Obligatorium) ergibt sich aus dem Gesetz selber. Sie muss jedoch präzisiert werden (vgl. auch Art. 8a Abs. 7 Bst. b StromVG), was Partnerwerke betrifft. Laut *Absatz 1 Buchstabe b* sind nun alle Partner, d.h. die Teilhaber, teilnahmepflichtig. Denkbar wären auch andere Ansätze gewesen, v.a. dass es der jeweils grösste Partner bzw. das betriebsführende Unternehmen ist, denn dieses spielt für die praktische Abwicklung der Reserve in jedem Fall eine wichtige Rolle. Die gewählte Lösung hat dieses Schlüsselunternehmen aber nun nicht in der Hauptpflicht. Hingegen sind mit der gewählten Lösung auch Kleinstpartner, z.B. Gemeinden, grundsätzlich reservspflichtig. Faktisch werden sie dadurch aber kaum tangiert, da die Kraftwerkssteuerung in diesen Fällen regelmässig beim betriebsführenden Unternehmen liegt (vgl. Art. 5 Abs. 3).

Die Eigentums- bzw. Beteiligungsverhältnisse dürften relativ stabil sein. Für den Fall, dass es doch Veräusserungen oder Verschiebungen gibt, klärt *Absatz 2*, dass auf die Verhältnisse jeweils am Anfang des hydrologischen Jahres abzustellen ist. Erwirbt ein Betreiber ein Speicherkraftwerk z.B. per 1. März, so gibt es auch bei der Reserve eine Veränderung, und zwar insofern als für die restliche Vorhaltdauer der neue Betreiber in die Pflicht eintritt. Das dürfte den Erwerbspreis beeinflussen. Für eine abweichende Regelung im Innenverhältnis bleibt kaum Raum; gegenüber der Reserve ist jedenfalls der neue Eigner verantwortlich.

Nach *Absatz 3* ist der von der EICom für die Wasserkraftreserve insgesamt festgelegte jährliche Prozentwert für die Dimensionierung (Art. 2 Abs. 3 Bst. a) eins zu eins auf die einzelnen teilnahmepflichtigen umzulegen, was proportional gleiche Anteile für alle von ihnen bedeutet. Diese Mengen finden so Eingang in die Vereinbarung nach Artikel 5. Die Situation kann sich im Nachgang zur Eckwertfestlegung so verändern, dass eine Anpassung, mutmasslich eine Erhöhung, der Vorhaltemenge nötig ist (als Nachtrag zur Eckwertfestlegung). Die EICom kann dies also insbesondere auch während schon laufender Vorhaltdauer anordnen. Die Anpassung erfolgt bei den einzelnen teilnahmepflichtigen proportional, somit für alle gleichmässig.

Abs. 4: Bei der Wasserkraftreserve geht es um das Vorhalten von Energie, ausnahmsweise kann aber zusätzlich eine Leistungsvorhaltung erforderlich sein, beispielsweise wenn ansonsten ein zu grosser Anteil der Kraftwerksleistung für andere Reserveprodukte blockiert wäre oder das korrekte Funktionieren der Wasserkraftreserve anderweitig beeinträchtigt wäre, so dass das Aufrechterhalten der Stromversorgung nicht mehr garantiert wäre. Es geht um eine Ausnahmesituation, die so schwer vorhersehbar ist und so verschiedenartig sein kann, dass sie kaum beschreibbar ist. Mit dem Ausnahmecharakter wird die Hürde für Anordnungen der EICom hoch angesetzt. Entsprechend soll es z.B. keine Leistungsvorhaltung geben, wenn dadurch (lediglich) erreicht würde, dass die bereits erfüllten Absicherungsziele über das erforderliche Mass ausgedehnt würden. Analog zum Wechsel bei der Vorhaltung von Energie würde auch die Vorhaltung von Leistung nicht mehr über Ausschreibungen erfolgen, sondern von der EICom als Pflicht festgelegt. Die EICom kann eine massgeschneiderte Anordnung treffen und muss nicht alle Reserveteilnehmer in die Pflicht nehmen bzw. nicht alle gleich – Unterschiede sollen aber sachlich begründet sein. Eine Leistungsvorhaltung stellt für die Kraftwerksbetreiber eine stärkere Einschränkung als eine reine Energievorhaltung dar und müsste entsprechend zusätzlich vergütet werden (Art. 5a).

Abs. 5: Im bisherigen Ausschreibungsmodell bestand das Risiko, dass nicht genügend Menge (zu vertretbaren Preisen) kontrahiert werden konnte, weshalb die EICom die Möglichkeit hatte, Betreiber zur Teilnahme zu verpflichten. Mit dem neuen Artikel 8a besteht die Teilnahmepflicht kraft Gesetzes, weshalb es die bisherige Verpflichtungsmöglichkeit nicht mehr braucht. Auch im neuen Modell kann es jedoch zu Streitfällen kommen – über die Teilnahme an sich oder deren Umfang. In solchen Fällen muss die EICom klärend verfügen, was gilt, d.h. ob jemand teilnahmepflichtig ist und mit welcher Vorhaltemenge. Letztlich geht es um die Durchsetzung des materiellen Rechts mit den üblichen verwaltungsrechtlichen Instrumenten. Die EICom kann auf Antrag hin oder von Amtes wegen agieren.

Art. 4 Verteilung auf verschiedene Seen und Abtausch von Vorhaltemengen

Abs. 1: Oft verfügen die teilnahmepflichtigen Betreiber bzw. Teilhaber von Partnerwerken gleichzeitig über mehrere Speicherkraftwerke, die unter dem Obligatorium zur Wasserkraftreserve stehen. Das Gesetz lässt sie selber entscheiden, wie sie ihr Vorhaltesoll auf ihre Speicherseen verteilen (gemeint ist bei Partnerwerken auch die Verteilung innerhalb des gleichen Speichersees). Der Bundesrat kann dieser Freiheit aber Schranken setzen (Art. 8a Abs. 7 Bst. b StromVG). Zu verhindern gilt es im Wesentlichen, dass die Vorhaltung – über die ganze Wasserkraftreserve und pro Betreiber – zu einseitig auf wenige Seen verteilt ist, was Risiken für eine optimale Verfügbarkeit im Abruffall birgt. Zur Verteilung hatte die EICom schon bisher Eckwertvorgaben gemacht, z.B. mit einem Vorhaltemaximum pro hydrologisch zusammenhängenden Kraftwerkskomplex. Auch zur Mindestleistung gibt es Vorgaben. Diese (oder angepasste) Vorgaben sind als Begrenzung der grundsätzlichen Freiheit der Betreiber weiterhin notwendig. Absatz 1 ermöglicht den Betreibern, ihre Vorhaltepflicht auch mit Speicherseen unter 10 GWh zu erfüllen. Dafür müssen diese aber geeignet sein, was schweizweit insgesamt nur auf wenige Seen zutrifft; im Streitfall würde die EICom entscheiden.

Wie im Gesetz vorgesehen, sind auch Abtausche unter den Betreibern möglich. Dem sind, mit der gleichen Motivation wie nach Absatz 1 (keine zu einseitige Verteilung), Grenzen gesetzt. Absatz 2 hält für den Fall von Abtauschen zudem klärend fest, dass diese nichts an den Verantwortlichkeiten gegenüber der Wasserkraftreserve ändern. Die Reserveteilnehmer, die beim Ausgangspunkt in der Pflicht für die Reserve sind (ursprüngliche Reserveteilnehmer), bleiben für die gehörige Erfüllung der Reservepflichten weiterhin selber in der Pflicht. Falls Reservepflichtigen verletzt werden, müssen die Reservepflichtigen allfällige Interventionen der EICom gewärtigen und Pönalen (Art. 5b) leisten etc.

Nach Absatz 3 sind die geplanten Verteilungen und Abtausche der EICom im Voraus zu melden. Mit den Freiheiten, die das Gesetz gibt, ist nicht gemeint, dass jederzeit und während laufender Vorhalteperiode beliebig umdisponiert werden kann. Für ein Funktionieren der Wasserkraftreserve müssen jederzeit gewisse Leitplanken eingehalten sein. Das Kontrollventil bildet die Bewilligung durch die EICom. Grundsätzlich soll die EICom die Bewilligungen erteilen. Eine Verweigerung ist nur dann angebracht, wenn das reibungslose Funktionieren der Wasserkraftreserve gefährdet würde, beispielsweise weil die Vorgaben zur Energieverteilung oder Mindestleistung nicht eingehalten würden.

Art. 5 Vereinbarung über die Teilnahme an der Wasserkraftreserve

Im bisherigen Ausschreibungsmodell standen die Vereinbarungen zwischen der nationalen Netzgesellschaft (Swissgrid) und den Reserveteilnehmern als Schluss der Ausschreibungen bzw. als Folge des Zuschlags. Im neuen Verpflichtungsmodell bleiben die Vereinbarungen notwendig, weil es zahlreiche Abwicklungs- und technische Details zu regeln gilt. Dafür ist eine Vereinbarung das geeignete Instrument. Während sich die Details bei den meisten Punkten originär aus der Vereinbarung ergeben, enthält diese für die zentralen jährlich variierenden und somit dynamischen Elemente – Vorhaltemenge, -zeitraum und Pauschalabgeltung – bloss eine Wiedergabe dessen, was aufgrund behördlicher Festlegungen gilt. Die Aufzählung in Absatz 2 ist nicht abschliessend, auch jene in Buchstabe a nicht (vgl. das Wort «mindestens» im Einleitungssatz zum ganzen Abs. 2). Zu regeln sind u.a. die Revisionsarbeiten (Bst. c), die zulässig sind, bei denen aber Zurückhaltung angezeigt ist. Z.B. würde das

zuverlässige Funktionieren der Reserve in Frage gestellt, wenn in vielen Kraftwerken gleichzeitig Revisionen stattfinden. Wichtig sind auch Einschränkungen, die sich aus allfälligen Vorgaben der EICom zur Leistungsvorhaltung ergeben. Revisionen, die vereinbarungswidrig oder unter Beeinträchtigung der Reserve in Aussicht genommen werden, könnten durch die EICom – ihr sind die geplanten Revisionsarbeiten zu melden – aufgrund ihrer allgemeinen Aufsichtsrolle (Art. 25) untersagt werden.

Die *Absätze 3 und 4* sind vom Motiv geleitet, den vorab bei Swissgrid anfallenden bürokratischen Aufwand möglichst zu reduzieren. Sie wollen Flexibilität ermöglichen bei der Frage der Vertragspartei und der Vertragsdauer. *Absatz 3* ist auf Partnerwerke zugeschnitten, bei denen die Partner den Kraftwerksbetrieb meist an einen der Partner als betriebsführendes Unternehmen delegieren. Für die Reserveabwicklung wird dieses betriebsführende Unternehmen die zentrale Stelle sein. Das interne Verhältnis wird regelmässig so geregelt sein, dass eine Tätigkeit wie die Reserveabwicklung von dem gedeckt ist, was die (übrigen) Partner an den betriebsführenden Partner bzw. an das betreffende Unternehmen delegiert haben (Abs. 3 bezweckt die Ermöglichung eines Vertragsabschlusses mit dem betriebsführenden Unternehmen; selbst wenn die Betriebsführung einmal nicht durch ein Partnerunternehmen erfolgen sollte, wäre dies vom in dieser Hinsicht weit zu verstehenden Abs. 3 gedeckt). Wegen der Bedeutung des betriebsführenden Unternehmens ist es sinnvoll, wenn Swissgrid direkt mit diesem die Vereinbarung über die Reserveteilnahme abschliessen kann (vorbehalten ist der Fall, in dem sich ein Partner dagegen stellt, dass das betriebsführende Unternehmen bei der Reserve stellvertretend für ihn agiert – dann kann es nicht zum Vertrag zwischen Swissgrid und dem betriebsführenden Unternehmen kommen). Auf diese Weise können in ein und derselben Vereinbarung auch die technisch-betrieblichen Aspekte integriert werden, die mit dem betriebsführenden Unternehmen ohnehin geregelt werden müssen. Falls eine solche Integration in die gleiche Vereinbarung nicht möglich ist, sind diese Aspekte separat zu regeln (vgl. letzter Satz). Die zweite Erleichterung für die Praxis ist in *Absatz 4* geregelt. Demnach sind mehrjährige Vereinbarungen möglich, obschon die Vorhaltung eine jährliche ist. Das trägt dem Fakt Rechnung, dass die Eigentums- und Beteiligungsverhältnisse grundsätzlich stabil sein dürften, mit nur wenigen bzw. eher seltenen Veränderungen. Das Einheitlichkeitserfordernis bedeutet, dass die mehrjährigen Verträge grundsätzlich gleich sind, bezüglich der Dauer und übrigen Inhalte. Mehrjährige Verträge müssen ausserdem abbilden, dass gewisse Elemente dynamisch sind und jährlich variieren können. Dies ist nebst Aspekten wie Vorhaltemenge und -zeitraum namentlich die Pauschalabgeltung. Auch für einen möglichen Reserveaustritt, z.B. weil bei einem Betreiber die Kriterien des Obligatoriums nicht mehr erfüllt sind, muss der Vertrag genug offen sein.

Absatz 5 knüpft an Artikel 3 Absatz 5 an, wonach die EICom im Streitfall klärt, wer dem Obligatorium unterliegt und wie stark. Die einheitliche Vereinbarung (Abs. 1 und 2) gilt auch in diesen Fällen.

Art. 5a Pauschalabgeltung und Vergütung von Leistungsvorhaltung

Abs. 1: Der Gesetzgeber hat entschieden, dass es im obligatorischen Modell eine moderate Pauschalabgeltung gibt (Bst. a). Damit entfällt das Vorhalteentgelt aus dem bisherigen Ausschreibungsmodell. Mit der Pauschalabgeltung gilt alles als abgegolten, was die Teilnahmepflichtigen für die Wasserkraftreserve erbringen. Für den Fall, dass ausnahmsweise zusätzlich eine Leistungsvorhaltung angeordnet wird (Art. 3 Abs. 4), ist dafür eine separate Vergütung zu entrichten (Bst. b).

Abs. 2 und 3: Das Gesetz legt fest, dass die Abgeltung für die Vorhaltung moderat sein soll und pauschal erfolgt, d.h. ohne Berücksichtigung individueller Besonderheiten der einzelnen Speicherkraftwerke. Die Pauschalabgeltung bezweckt insbesondere nicht, die entgangenen Erlöse (Opportunitätskosten) der Kraftwerksbetreiber vollständig zu ersetzen. Sie berechnet sich nach dem folgenden Schema: Basis ist die über 90 Tage gemittelte Preisdifferenz zwischen dem Winterquartal (Januar bis März) und dem darauffolgenden Frühjahrsquartal (April bis Juni) am Terminmarkt Schweiz. Die Zeitspanne von 90 Tagen stellt sicher, dass nicht kurzfristige Marktschwankungen den Ausschlag geben können. Die Quartale wurden so gewählt, dass es einen möglichst liquiden Handel am Terminmarkt gibt, auf den die Preisermittlung abstützen kann. Sollten dennoch ungenügend Preisinformationen

verfügbar sein, kann die EICom auf Alternativen zurückgreifen. Die EICom führt die Berechnung der moderaten Pauschalabgeltung jährlich durch und publiziert den Wert (in Euro pro Megawattstunde). Zur Abgeltung der Flexibilität wird die Basis mit dem Faktor 1,3 multipliziert. Dieser Wert wurde durch die EICom über die Modellierung eines generischen Speicherwasserkraftwerks ermittelt. Die Erlöse am Day-Ahead-Markt wurden einmal mit und einmal ohne Vorhaltung simuliert. Diese Erlösdifferenz wurde jeweils in Relation zur Preisdifferenz zwischen dem ersten und zweiten Kalenderquartal gesetzt. Daraus ergab sich im Mittel über die letzten fünf Jahre ein Faktor von 1,2 bis 1,3. Das Modell ging von einer perfekten Preisvoraussicht am Day-Ahead-Markt aus; dies als Annäherung an die tatsächliche Vermarktung über sämtliche Kurzfrist-Märkte. Den Ansatz legt die EICom schliesslich in Schweizer Franken fest. Für den einzelnen Reserveteilnehmer wird er mit der Vorhaltemenge multipliziert, woraus sich die individuelle Pauschalabgeltung ergibt.

Absatz 4 handelt von der Vergütung für eine allfällige Leistungsvorhaltung. Die EICom legt diese Vergütung nicht abstrakt im Voraus fest, sondern situationsbezogen, wenn es einen solchen Fall gibt. Wegen der grossen Verschiedenartigkeit von (Ausnahme-)Gründen für eine Leistungsvorhaltung ist es schwierig, in der WResV Bemessungskriterien festzulegen. Die EICom soll der jeweiligen Situation Rechnung tragen; nicht ausgeschlossen ist, dass die Vergütung für die verschiedenen Betreiber (z.B. wegen unterschiedlicher Betroffenheit) nicht einheitlich festgelegt wird. Immerhin kann gesagt werden, dass mit der Vergütung – wie auch bei der Pauschalabgeltung – nicht bezweckt wird, die Opportunitätskosten der Betreiber zu ersetzen; Ausnahmen von diesem Grundsatz bedürften einer ganz besonderen Rechtfertigung, beispielsweise dass die Marktpreise trotz Ausnahmesituation gemässigt bleiben und die Opportunitätskosten daher überschaubar sind.

Art. 5b Verwaltungssanktion und Gewinnerstattung

Hauptpflicht der Wasserkraftreserve ist die Wasser- bzw. Energievorhaltung. Ein Verstoss dagegen (und gegen eine angeordnete Leistungsvorhaltungspflicht) wird mit einer Sanktion belegt. Deren Zweck ist primär die abschreckende Wirkung und sie hat die Rechtsnatur einer Verwaltungssanktion. *Absatz 1* legt den Rahmen für die Verwaltungssanktion mit einer Unter- und einer Obergrenze fest, orientiert an der Pauschalabgeltung. Für Fälle mit extrem hohen Marktpreisen ist es praktisch unmöglich, ein vernünftiges Maximum für die Verwaltungssanktion zu setzen. Deshalb kommt flankierend eine Gewinnablieferungspflicht hinzu (*Abs. 2*), wenn die Reserveteilnehmer die Vorhaltepflicht missachten, um ihre Produktion stattdessen (teuer) am Markt zu verkaufen. Mit der Gewinnablieferung wird so etwas wie eine ungerechtfertigte Bereicherung rückabgewickelt. Verwaltungssanktion und Gewinnablieferung bilden somit im Paket die im Gesetz angelegte Sanktionierung (sind aber kumulativ; *Abs. 2*). *Absatz 1* regelt ferner, dass die Verwaltungssanktion innerhalb des Rahmens je nach Schwere des Verstosses festzulegen ist. Kriterien dafür sind u.a., wie viel Energie nicht vorgehalten wurde und welches die Gründe sind; je entschuldbarer das Verhalten ist, desto tiefer kann die Sanktionshöhe sein.

Die in *Absatz 2* geregelte Gewinnablieferung ist zusätzlich zur Verwaltungssanktion zu verstehen. Obwohl der Fall mit extrem hohen Marktpreisen Grund für das flankierende Element der Gewinnablieferung ist, kommt dieses auch in Fällen zum Tragen, in denen man mit den entsprechenden Preisen noch im für die Pauschalabgeltung vorgegebenen Rahmen ist (Fünffaches der Pauschale). Fällt eine Gewinnablieferung in Betracht, ist sie kumulativ zur Verwaltungssanktion. Die Gelder fliessen in den Topf der Mittel, mit denen die Stromreserve finanziert wird; darum die Erstattung an Swissgrid.

Die *Absätze 3 und 4* regeln das Verfahren. Die EICom kann ein Verfahren von Amtes wegen eröffnen oder aber auf Anzeige bzw. Meldung hin, insbesondere seitens Swissgrid, die für die ihr bekannten Fälle eine Meldepflicht hat. Die Verfolgungsverjährung beträgt vier Jahre. Für den dabei relevanten Zeitpunkt des Verstosses ist auf das Ende des Vorhaltezeitraums abzustellen, in dem der Verstoss stattfindet. Endet der Vorhaltezeitraum z.B. Ende Mai, so bleibt der EICom bis Ende Mai vier Jahre später Zeit, das Verfahren erstinstanzlich abzuschliessen. Die EICom hat einen gewissen Spielraum, in begründeten Fällen von einer Verfolgung abzusehen. Dies gilt nur für die Verwaltungssanktion, nicht aber für die Gewinnabschöpfung, die stets stattfinden soll. Entschuldigbar kann ein Verstoss z.B.

sein, wenn er in den Abläufen eines kraftwerksinternen Systems begründet ist. Die ECom wendet, wie in ihren übrigen Verfahren auch, das Bundesgesetz vom 20. Dezember 1968 über das Verwaltungsverfahren an (VwVG, SR 172.021) und nicht die Strafprozessordnung vom 5. Oktober 2007 (StPO, SR 312.0). Die Reserveteilnehmer sind mitwirkungspflichtig und müssen der ECom alles beibringen, was nötig ist, damit diese ihre Verfahren durchführen kann. Die Entscheidungspublikation soll nicht wie üblich anonymisiert erfolgen, sondern unter namentlicher Nennung des fehlbaren Reserveteilnehmers.

Absatz 5 weist schliesslich darauf hin, dass die fehlbaren Reserveteilnehmer gegebenenfalls zusätzliche Haftungen gewärtigen müssen, wenn ihre Missachtung der Reservepflichten, was ein rechtswidriges Verhalten darstellt, zu Schäden führt. Im Extremfall kann es bis zu einem Blackout mit entsprechend hohen Schäden gehen. *Absatz 6* stellt nicht selber eine solche Haftungsgrundlage dar; eine solche ergibt sich aufgrund von andernorts normierten Haftungen.

Art. 10 Abs. 2

In *Artikel 10* gibt es keine materielle Änderung. Es geht nur um eine Abstimmung mit dem veränderten *Artikel 5*, auf den verwiesen wird. Der Verweis auf die «Inhalte» (*Bst. f*) bedeutet, dass für die entsprechenden Inhaltsthemen bzw. Rubriken eine Regelung in die Vereinbarung aufzunehmen ist. Gemeint ist aber – wie schon bisher – keine in der Sache identische Regelung. Vielmehr ist, da wo nötig, der Unterschiedlichkeit der Anlagentypen Rechnung zu tragen. So können für den Abruf bei der Wasserkraft andere Bedingungen relevant sein als bei der ergänzenden Reserve. Für die ergänzende Reserve ist die spezifische gesetzliche Grundlage noch ausstehend. Hier bleibt es somit vorderhand bei einer Konventionalstrafe und es wird nicht (wie bei der Wasserkraftreserve) zur hoheitlichen Pönale gewechselt. Es wäre übertrieben, die Konventionalstrafe für diese Fälle explizit in die WResV-Eckwerteliste von *Artikel 2 Absatz 3* aufzunehmen. Die ECom soll Swissgrid bei der Festlegung aber durchaus unterstützen, falls Swissgrid darauf angewiesen ist.

Art. 22 Abs. 1 und 2

Im neuen Verpflichtungsmodell wird das bisherige Vorhalteentgelt durch die Pauschabgeltung ersetzt; neu sind auch (einnahmeseitig) die Verwaltungssanktion und die Gewinnablieferung. Die Neufassung enthält sodann die weiteren nötigen inhaltlichen und redaktionellen Anpassungen.

Art. 27

Neu ist die Strafbestimmung zur Energiereserve im Gesetz enthalten (*Art. 29 Abs. 1 Bst. f* und *f^{bis}* StromVG). In der WResV kann sie deshalb gestrichen werden.

Art. 30 Abs. 2 und 3

Die WResV bleibt einstweilen bis Ende 2026 befristet, weil sie sich für die ergänzende Reserve im Gesetz weiterhin auf den nur sehr allgemeinen *Artikel 9* StromVG stützt. Die Befristung wird somit voraussichtlich dann aufzuheben sein, wenn auch für die ergänzende Reserve (analog zu *Art. 8a* für die Wasserkraftreserve) eine spezifische gesetzliche Grundlage in Kraft tritt.

Kürzer, nur bis Ende Mai 2024, war bisher die Möglichkeit befristet, dass das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) Betreiber zur Reserveteilnahme verpflichtet. Bei der Wasserkraftreserve wird dieses Instrument mit dem neuen Obligatorium hinfällig (was *Art. 3 Abs. 5* neu regelt, ist bloss die Durchsetzung einer schon bestehenden Pflicht und nicht die Begründung einer neuen Pflicht durch eine ECom-Anordnung). Für die ergänzende Reserve wird die Befristung per Ende Mai 2024 aufgehoben, weil davon auszugehen ist, dass das Instrument auch noch in den zwei darauffolgenden Wintern benötigt werden könnte. Was verlängert wird, ist somit nur die Möglichkeit, Verpflichtungen anzuordnen. Der Entscheid über eine tatsächliche solche Anordnung wäre im Lichte der jeweiligen Gegebenheiten zu prüfen und treffen.