



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Oktober 2022

# **Erläuternder Bericht zur Verordnung über eine Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)**

## Inhaltsverzeichnis

1.	Grundzüge der Vorlage .....	1
2.	Finanzielle, personelle und weitere Auswirkungen auf Bund, Kantone und Gemeinden .....	2
3.	Auswirkungen auf Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft .....	3
4.	Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen .....	4

# 1. Grundzüge der Vorlage

## 1.1 Ausgangslage

Die Stromversorgungssicherheit ist für die Schweiz von entscheidender Bedeutung und damit ein zentrales Anliegen des Bundesrats. Er setzt auf vier Säulen, um diese produktionsseitig zu stärken: Erstens auf den mittel- und langfristigen raschen Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien; zweitens auf den Ausbau sicher abrufbarer und klimaneutraler Stromerzeugung im Winter; drittens auf eine strategische Energiereserve als erste Versicherungslösung ausserhalb des Marktes für den Fall ausserordentlicher Knappheitssituationen; und viertens auf die Einrichtung einer zweiten komplementären Absicherung mittels Reservekraftwerken. Die ersten drei Säulen sind im Entwurf des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien vom 18. Juni 2021 enthalten, worüber das Parlament derzeit berät. Vor dem Hintergrund der angespannten Versorgungslage im Energiebereich hat der Bundesrat beschlossen, die dritte und vierte Säule auf dem Verordnungsweg vorzuziehen, damit diese bereits für den Winter 2022/2023 zur Verfügung stehen. Am 7. September 2022 hat er die Verordnung über die Errichtung einer Wasserkraftreserve (WResV; SR 734.722) als erste Versicherungslösung verabschiedet und per 1. Oktober 2022 in Kraft gesetzt. Diese sieht vor, dass Speicherkraftwerksbetreiber gegen Entgelt eine bestimmte Menge Energie zurückbehalten, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Betreffend den zweiten Reserveteil hat der Bundesrat am 17. August 2022 beschlossen, dass die Departemente für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) Vertragsverhandlungen zum Einsatz von Reservekraftwerken führen können. Diese sollen ergänzend zur Wasserkraftreserve als zweite Versicherungslösung zum Einsatz kommen. In Vorbereitung sind auch Verhandlungen zum Einsatz bestehender Notstromaggregate, die auch der Teil der Reserve würden.

Die Reservekraftwerke werden mit der vorliegenden Vorlage in die Winterstromreserve integriert. Formell handelt es sich um eine Erweiterung der Verordnung zur Wasserkraftreserve (WResV), die bereits eine Totalrevision erfährt und neu den Titel «Verordnung über die Errichtung einer Winterreserve (Winterreserveverordnung, WResV)» erhält. Die Verordnung stützt sich, wie schon der erste Teil zur Wasserkraftreserve, auf Artikel 9 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) sowie Artikel 5 Absatz 4 und Artikel 38 Absatz 2 des Landesversorgungsgesetzes vom 17. Juni 2016 (LVG; SR 531). Nach Artikel 9 StromVG kann der Bundesrat Massnahmen treffen, wenn die sichere und erschwingliche Stromversorgung mittel- oder langfristig erheblich gefährdet ist. Diesen Weg hat der Bundesrat seit dem 16. Februar 2022 beschritten, als er die Reserveerrichtung eingeleitet hat. Angesichts der sich zuspitzenden Versorgungssituation wird nun auch die beschriebene Ergänzung nötig. Die Abstützung auf das LVG, wonach der Bundesrat Vorbereitungsmaßnahmen treffen kann, um das System der Stromversorgung inkl. Netzstabilität mit Blick auf angespannte Situationen resilienter zu machen, stützt dieses Vorgehen zusätzlich. Auf dem LVG beruht v.a. auch die Möglichkeit, Teilnahmepflichten anzuordnen. Die Revision enthält als Fremderlassänderung eine Anpassung der CO<sub>2</sub>-Verordnung. Damit wird sichergestellt, dass die Reservekraftwerke so betrieben werden, dass sie die CO<sub>2</sub>-Bilanz gesamthaft nicht belasten. Rein redaktionelle Folgeanpassungen sind auch in der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2007 (StromVV; SR 734.71) notwendig.

Die neue WResV muss spätestens Mitte Februar 2023 in Kraft treten können, um für den Spätwinter noch eine Wirkung entfalten zu können. Der Bundesrat hat aufgrund der Dringlichkeit beschlossen, ein abgekürztes Vernehmlassungsverfahren durchzuführen. Die Verordnung ist befristet bis am 31. Dezember 2026. Sie ist eine Übergangslösung und soll sobald wie möglich durch eine Regelung im Gesetz abgelöst werden. Falls die Schweiz neue Reservekraftwerke bauen will, wäre dies ebenfalls Gegenstand einer solchen gesetzlichen Regelung. Auktionen für neue solche Kraftwerke können, falls wegen der Realisierungsdauern nötig, bereits unter der WResV möglich sein.

## 1.2 Hauptinhalt der Regelung

Die Verordnung schafft mit einer Stromreserve eine Absicherung gegen ausserordentliche, vor allem im Winter bis Frühling auftretende Knappheitssituationen in der Stromversorgung. Neben der jährlichen Bildung einer Wasserkraftreserve regelt sie neu auch die Bereitstellung von Reservekraftwerken und das Zusammenspiel der beiden Reserven. Der neue ergänzende Reserveteil mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1000 MW bringt zusätzliche Energie ins Stromsystem und ergänzt so die Wasserkraftreserve, welche lediglich Energie vorhält. Als Reservekraftwerke teilnehmen können mit Gas oder anderen Energieträgern betriebene Kraftwerke, wobei aufgrund der unsicheren Gasversorgungslage als Folge des Ukraine-Kriegs Zweistoffanlagen im Vordergrund stehen, die auch auf Basis von Öl-Brennstoffen und möglichst auch mit Wasserstoff Strom produzieren können. Die Reservekraftwerke stehen nur für die Reserve im Einsatz und dürfen nicht für den Markt Strom produzieren. Zunächst nehmen die Betreiber von Reservekraftwerken an der Reserve teil, mit denen sich das UVEK mit Blick auf eine Inbetriebnahme ab Februar 2023 geeinigt hat. Kann die ergänzende Reserve nicht im notwendigen Umfang gebildet werden, können Inhaber geeigneter Reservekraftwerke oder andere Unternehmen auch verpflichtet werden, an der Reserve teilzunehmen. Die Betreiber der Reservekraftwerke erhalten, unabhängig davon, ob sie aufgrund einer Auktion oder einer Verpflichtung teilnehmen, eine angemessene Vergütung für die fixen Kosten und eine Entschädigung bei einem tatsächlichen Abruf (für die Kosten der Betriebsbereitschaft); übermässige Gewinne können begrenzt werden. Die Finanzierung der Stromreserve, also sowohl der Wasserkraftwerke wie auch der neuen ergänzenden Reserve, erfolgt hauptsächlich über das Netznutzungsentgelt für das Übertragungsnetz. Somit tragen alle Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher die Kosten der Winterstromreserve. Die Ausschreibungen bei der Wasserkraftreserve wird durch die Nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) durchgeführt, da es lediglich um Rückbehalt von Energie handelt. Bei den Reservekraftwerken geht es um Anlagen, die neue Energie produzieren und dafür allenfalls neu gebaut werden, entsprechend erfolgt die Ausschreibung durch das UVEK bzw. das Bundesamt für Energie (BFE). Für den Abruf ist jedoch in beiden Fällen für die ganze Stromreserve Swissgrid zuständig, da die Reserveteile zusammenwirken sollen. Für diesen Abruf macht deshalb die Verordnung Grundvorgaben für die Abrufordnung: Sie definiert Reihenfolge und Umfang des Energieeinsatzes aus den beiden Reserveteilen bzw. deren Zusammenspiel. Ausnahmsweise können die Reservekraftwerke auch vorbeugend eingesetzt werden, um einen künftigen Strommangel abzuwenden, indem der Wasserkraftreserve zusätzliche Energie zugeführt wird. Die Verordnung umfasst im Weiteren Notstromgruppen, die ebenfalls zum ergänzenden Reserveteil gehören.

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

Auf Ebene Bund ist für den Vollzug der vorgesehenen Regelungen mit einem höheren finanziellen und personellen Aufwand zu rechnen. Die Mehrbelastungen fallen hauptsächlich bei der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EiCom) an bei der Festlegung der jeweiligen Eckwerte für die Reserven und deren Ausschreibung, für die Überwachung der Vorhaltung und für die Festlegung der Abrufordnung. Auch beim BFE fällt ein höherer Vollzugsaufwand an. Dieser umfasst die Vereinbarungen, welche es mit jedem Betreiber abschliesst, die Festlegung der technischen Betriebsanforderungen für die Reservekraftwerke und allenfalls für die Notstromgruppen sowie die Durchführung von Ausschreibungen respektive die anderweitige Ermittlung von Betreibern. Der finanzielle Mehrbedarf (Sachkredit) kann intern kompensiert werden. Personell ist ebenfalls mit einem Mehrbedarf bei der EiCom und beim BFE zu rechnen.

Das Verfügbarkeitsentgelt und die Abrufentschädigung für die Reservekraftwerke werden als Teil des Netznutzungsentgelts des Übertragungsnetzes auf die Stromkonsumentinnen und Stromkonsumenten überwält. Somit wird nicht die Bundeskasse belastet. Auch die Kosten, für die der Bund aufgekom-

men ist, damit Reservekraftwerke per Februar 2023 in Betrieb gehen können, werden dem Bund ohne Verzinsung über das Netznutzungsentgelt zurückerstattet.

Die Reservekraftwerke haben insbesondere Auswirkungen auf Raum und Umwelt (vgl. auch Ziff. 3). Somit ergibt sich bei den Kantonen und Gemeinden, auf deren Territorium die Reservekraftwerke zu stehen kommen, eine besondere Betroffenheit. Der Bund ist mit den Kantonen und den Gemeinden im Gespräch oder wird diese Kontakte noch aufnehmen. In finanzieller und personeller Hinsicht sind die Auswirkungen überschaubar, ein Teil kann über bestehende Gebührenordnungen abgedeckt werden. In den Gemeinwesen mit Reservekraftstandorten fällt indes kurzfristig ein beträchtlicher Arbeitsaufwand bei den Behörden an.

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

Der Einsatz von Reservekraftwerken erhöht die Stromversorgungssicherheit für die Unternehmen und Haushalte in der Schweiz. Sie soll helfen, eine Strommangellage abzuwenden oder möglichst abzumildern. Eine solche kann je nach Intensität und Dauer erhebliche Auswirkungen auf Wirtschaft und Bevölkerung haben, welche mit entsprechend hohen Kosten verbunden sind. Gleichzeitig haben Reservekraftwerke auch negative Auswirkungen auf Raum und Umwelt.

Die Bereitstellung und der mögliche Einsatz von Reservekraftwerken ist mit Kosten verbunden, die durch alle Stromkonsumentinnen und -konsumenten zu tragen sind. Die EICOM beziffert in ihrem Bericht vom 30. November 2021 zuhanden des Bundesrats («Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituationen») die mittelfristigen Investitionskosten für die Reserve-Gaskraftwerke auf insgesamt maximal rund 700 Mio. bis 900 Mio. Franken, sofern von einer Leistung von insgesamt bis zu 1000 Megawatt ausgegangen wird. Für den kommenden Winter 2022/2023 wird die Leistung der Reservekraftwerke indes darunterliegen und damit auch die Kosten, weil zunächst die Nutzung von bestehenden Anlagen und Infrastrukturen vorgesehen ist. Mit dem Abschluss der Vereinbarung mit GE Gas Power betragen die Gesamtkosten für das Reservekraftwerk in BIR/AG für die ganze Laufzeit rund 470 Mio. Franken. Zusätzlich fallen Betriebskosten für den Einsatz des Reservekraftwerks an; diese sind noch offen, ein Betreiber wird derzeit gesucht. Weitere Kosten werden beim Abschluss von Vereinbarungen mit weiteren Kraftwerksbetreibern erwartet, die Verhandlungen sind noch im Gange. Diese gilt auch für die Integration von Notstromgruppen in die Winterreserve. Die Kostenschätzungen für 2023 bis April 2026 (dreieinhalb Jahre) gehen für bestehende Reservekraftwerke inkl. Notstromgruppen von insgesamt rund 580 Mio. Franken aus. Dies entspricht einer Erhöhung des Netznutzungsentgelts von durchschnittlich rund 0,4 Rp./kWh in der Zeitperiode 2024-2026 (Tarife 2023 sind bereits festgelegt). Dabei handelt es sich um vorläufige Kosten, weil allenfalls noch weitere Anlagen dazukommen und die variablen Kosten aus dem tatsächlichen Einsatz der Reservekraftwerke nicht eingerechnet sind. Bei der Wasserkraftreserve betragen die Kosten nach groben Schätzungen für die Zeitperiode von Winter 2022/23 bis Winter 2025/26 insgesamt rund 2,2 Mrd. Franken. Dies erhöht das Netznutzungsentgelt um durchschnittlich rund 1 Rp./kWh. Aufgrund der momentan teils massiven Marktpreisschwankungen ist es sehr schwierig, die Preise der Angebote in der Ausschreibung vorherzusagen.

Reservekraftwerke verursachen im Testbetrieb und beim tatsächlichen Abruf insbesondere CO<sub>2</sub>-Emissionen, welche Auswirkungen auf die Klimaerwärmung haben können. Die Anlagen sollen jedoch so betrieben werden, dass sie die CO<sub>2</sub>-Bilanz gesamthaft nicht belasten. Was die übrigen Auswirkungen betrifft (Raum, Luftreinhaltung, Lärm), sind für die Anlagen in der Reserve – im übergeordneten Interesse der Versorgungssicherheit – gewisse temporäre Lockerungen bei den entsprechenden Vorschriften nötig. Dazu laufen Gespräche und Abklärungen. Rechtsanpassungen laufen in parallelen Prozessen zur vorliegenden Verordnung.

## 4. Erläuterungen zu den einzelnen Bestimmungen

Nachfolgend werden hauptsächlich die neuen Bestimmungen zu den Reservekraftwerken kommentiert. Für die Bestimmungen zur Wasserkraftreserve wird auf die Erläuterungen vom September 2022 verwiesen, die anlässlich der ersten Fassung der WResV (nachfolgend: Erläuterungen WResV I) erstellt und publiziert wurden<sup>1</sup>. Auf Ergänzungen, die es bei Bestimmungen zur Wasserkraftreserve gegeben hat, wird nachfolgend mitunter eingegangen, aber nur in der gebotenen Kürze.

### Art. 1

In Artikel 1 erfolgen einige begriffliche Anpassungen, die die Ergänzung der bisherigen Wasserkraftreserve bzw. die Integration der Reservekraftwerke in die Reserve abbilden. Beim Wort «Winter», das auch im Titel der Verordnung steht, ist von einem sehr weiten Verständnis auszugehen. Die relevante Periode kann bis in die Zeit reichen, die nach dem normalen Sprachgebrauch bereits im Frühling liegt.

### Art. 2-5

Die Artikel 2-5 erfahren v.a. geringfügige textliche Anpassung gegenüber der ersten WResV-Fassung ohne inhaltliche Relevanz. Für die Ausführungen zu diesen Artikeln sei auf die «Erläuterungen WResV I» verwiesen. In *Artikel 2* wird klargestellt, dass sich die Dimensionierungsaufgabe der ECom weiterhin auf die Wasserkraftreserve beschränkt, dass die ECom dabei aber auch den Beitrag zu berücksichtigen hat, der mit der neuen «ergänzenden Reserve» (Art. 6 ff.) hinzukommt.

Der ECom steht es frei, ob sie die Wasserkraftreserve von Anfang an so dimensioniert, dass diese voraussichtlich den geforderten Beitrag leisten kann, oder ob sie die Wasserkraftreserve erst zu einem späteren Zeitpunkt, wenn sich der Bedarf konkret(er) abzeichnet, mittels eines vorzeitigen Einsatzes der Reservekraftwerke aufstockt.

### Art. 6 Reservekraftwerke und Notstromgruppen

*Abs. 1 und 2:* Die mit Gas oder anderen Energieträgern (kurzfristig ist dabei an Brennstoffe wie Erdöl zu denken) betriebenen Reservekraftwerke bilden zusammen mit den Notstromaggregaten den zweiten Teil der Winterstromreserve («ergänzende Reserve»). Die ECom hatte in ihrem Konzept für ein Spitzenlast-Gaskraftwerk vom 30. November 2021 mit einem Szenario gearbeitet, das von einer zusätzlichen Reservekapazität von 1000 MW Leistung ausgeht. Dieser Wert bildet nun auch nach Artikel 6 die Grössenordnung für die Energie, die über die Reserveergänzung zusätzlich ins System kommen soll. Der Wert muss aber flexibel gehandhabt werden können, wobei primär an eine Erhöhung zu denken ist, wenn sich abzeichnet, dass die 1000 MW nicht ausreichend sind. Eine Erhöhung würde durch das UVEK (in Absprache mit der ECom) festgesetzt. Materiell sind in diesem Fall die Kriterien für die Dimensionierung der Wasserkraftreserve relevant (Art. 2 Abs. 2).

*Absatz 3* enthält eine zentrale Regel für die Gas- bzw. Reservekraftwerke und die Notstromgruppen. Sie dienen einzig der Reserve und produzieren keinen Strom für den Markt. Dieser Ausschluss ist klimapolitisch begründet. Zwar werden die Kraftwerke für den Fall, dass sie bei einem Reserveabruf zum Einsatz kommen, in das Emissionshandelssystem (EHS) eingebunden. Eine weitergehende Produktion für den Markt – ebenfalls unter Einbindung ins EHS – ist aber nicht gewollt und deshalb untersagt. Denkbar hingegen ist ein netzdienlicher Einsatz der Generatoren zur Spannungshaltung für Swissgrid, sofern er die Reserveverfügbarkeit nicht einschränkt (Art. 10 Abs. 3). Bei den Notstromgruppen bleibt Raum dafür, dass sie von den Betreibern für betriebliche Zwecke genutzt werden (Art. 14 Abs. 3).

---

<sup>1</sup> <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73022.pdf>

### *Art. 7 Erstmalige Bildung der ergänzenden Reserve mit Reservekraftwerken und spätere Erweiterungen*

*Abs. 1:* In einer aktiven Vorbereitungsphase parallel zur Erarbeitung der Verordnung fanden die erwähnten Verhandlungen zwischen dem Bund, vor allem vertreten durch das UVEK und das BFE, und Inhabern geeigneter Anlagen, möglichen Betreibern sowie den Kantonen statt. Nur mit einer solchen Parallelität konnte erreicht werden, dass ein erstes Set solcher Anlagen bereits im Februar 2023 für die Reserve bereit ist. Absatz 1 unterstellt dieses erste Set von Anlagen bzw. deren Betreiber dem Reserveregime der WResV. Weil Gas gerade im Winter 2022/2023 knapp sein könnte, ist wichtig, dass die Anlagen möglichst auf Zweistoffbasis betreibbar sind (vgl. die Betriebsvorgabe in Art. 10 Abs. 1).

Die Betreiber, die im Winter 2023 unter dem Ordnungsregime der WResV in die Reserve kommen, werden fürs Erste für maximal drei Jahre, also bis Ende Frühling 2026, an der Reserve teilnehmen. Diese Begrenzung ergibt sich aus der Befristung der WResV bis Ende 2026 (Art. 26 Abs. 2) und dem Umstand, dass die Verträge per Ende Winter/Frühling und nicht per Jahresende lauten. Die Befristung bedeutet nicht, dass die Betreiber danach nicht mehr Teil der Reserve sein können. Im Gegenteil ist die weitere Teilnahme (unter einem dereinstigen gesetzlichen Regime) durchaus eine Option.

Falls es mit den Anlagen nach Absatz 1, die sofort in die Reserve kommen, nicht gelingt, den Reserveteil mit der gewünschten Kapazität auszustatten, eröffnet Absatz 2 die Möglichkeit, vor allem mit Blick auf die nächsten Winter, primär aber den Winter 2023/2024, zusätzliche Kraftwerke für die Reserve zu mobilisieren. Absolut im Fokus stehen dabei, wie schon bis anhin, bereits bestehende Anlagen, die rasch umgerüstet werden und für die Reserve bereitstehen könnten. Falls Aussicht auf einen wirksamen Ausschreibungswettbewerb (u.a. ausreichende Zahl von Interessenten) besteht und nicht Dringlichkeit ein anderes Vorgehen gebietet, sind Ausschreibungen durchzuführen. Absatz 3 enthält dafür mehrere Zuschlagskriterien, die Auflistung ist aber nicht als abschliessend zu verstehen.

Artikel 7 zeichnet mit den Absätzen 1 und 2 somit ein zweistufiges Bilden der ergänzenden Reserve mit Reservekraftwerken. Ein noch weiterer, quasi dritter Schritt wäre, wenn nach Artikel 12 eine Auktionsrunde bereits auch für neue Reservekraftwerke gemacht würde, die dann noch zu bauen wären.

Bei den Reservekraftwerken (und den Notstromgruppen [vgl. Art. 13]) sind es UVEK und BFE, die die Betreiber in die Reserve aufnehmen bzw. entsprechende Ausschreibungen durchführen. Das ist ein Unterschied zur Wasserkraftreserve, wo diese Aufgabe Swissgrid zufällt (Art. 3). Die unterschiedliche Aufgabenzuweisung rechtfertigt sich, da die Sachlage bei den verschiedenen Anlagentypen eine andere ist. Während es bei der Wasserkraft «nur» um das Vorhalten in sowieso bestehenden Anlagen geht, kommt bei den Reservekraftwerken zusätzliche Kapazität bzw. Leistung ins System. Zudem gibt es neue Auswirkungen namentlich auf die Umwelt, und die Angelegenheit ist generell einiges politischer. Deshalb wäre es unangebracht, jedenfalls in der vorübergehenden Lösung, die die WResV darstellt, die Aufgabe Swissgrid zuzuweisen (im Rahmen der dereinstigen gesetzlichen Regelung kann eine andere Lösung durchaus angezeigt sein). Auch die EICom ist für die Aufgabe nicht passend, da dies nicht Materie für den Regulator ist und die EICom bei der Stromreserve andere Aufgaben hat.

Mit der Aufnahme in die Reserve sind Bau- und Betriebsbewilligung nicht zugleich auch schon erteilt. Bei der Bewilligungsfähigkeit sind nicht nur technische, sondern auch umweltrechtliche und raumplanerische Vorschriften zu prüfen und entsprechende Verfahren einzuhalten, wobei für bestimmte Anlagen, die bis im Winter 2026 in der Reserve sind, einschlägige Regeln teilweise gelockert werden.

### *Art. 8 Verpflichtung zum Betrieb und zur Teilnahme*

Analog zu einer möglichen Teilnahmepflicht bei der Wasserkraftreserve (Art. 4) muss auch bei den Reservekraftwerken eine Möglichkeit bestehen, einen Betreiber zu verpflichten. Bei Artikel 8 ist der Blickwinkel jedoch leicht anders, da mindestens die erstmalige Reservebildung nicht (wie bei der Wasserkraftreserve) via Auktionen zustande kommt. Mit Artikel 8 wird insbesondere bezweckt, für die Module, die für die Anlage in Birr/AG in die Schweiz verbracht wurden, sicherzustellen, dass ein Betreiber da ist, der die Anlage im Dienst der Stromreserve betreibt (Inbetriebnahme Februar 2023). Dafür muss

nötigenfalls jemand verpflichtet werden können. Das Prozedere ist grundsätzlich gleich wie bei der Wasserkraftreserve und die Möglichkeit ist ebenfalls befristet (Art. 26 Abs. 3); die gesetzliche Grundlage ist Artikel 5 Absatz 4 LVG. Artikel 8 geht über den skizzierten Fall hinaus und bietet grundsätzlich die Möglichkeit, alle Betreiber, die geeignet und zum Betrieb eines Reservekraftwerks fähig wären, in die Pflicht zu nehmen. Der freiwillige Weg ist einer Anordnung aber jedenfalls vorzuziehen. Die Entgeltfestlegung würde analog zur Wasserkraftreserve (Art. 4 Abs. 2) durch das UVEK erfolgen.

#### *Art. 9 Vereinbarung mit Betreibern von Reservekraftwerken und Verfügbarkeitsentgelt*

*Abs. 1 und 2:* Grundlage für das Agieren der Betreiber in der Reserve ist neben den Vorgaben der WResV primär die Vereinbarung, die das BFE mit ihnen schliesst. Die WResV listet die wesentlichen Vertragsinhalte auf. Indem Buchstabe e auf Artikel 5 verweist, sind u.a. auch die Auskunft- und Meldepflichten sowie die Konventionalstrafe erfasst; für Letztere setzt anstelle der EICom das BFE den Rahmen, wobei das BFE sinnvollerweise die EICom konsultiert.

*Abs. 3:* Falls die Betreiber durch das UVEK zur Teilnahme verpflichtet werden und danach über die Details keine einvernehmliche Lösung möglich ist, muss das BFE die Vertragsinhalte einseitig bestimmen (vgl. analog Art. 5 Abs. 3). Dass eine Behörde in solche Verhältnisse eingreift bzw. sie inhaltlich mitgestaltet, kommt auch in anderen Bereichen vor, u.a. in Netzzugangskonstellationen (vgl. z.B. Art. 13 Abs. 2 des Rohrleitungsgesetzes vom 4. Oktober 1963; SR 746.1 oder Art. 5 Abs. 3 StromVV).

Ein wichtiger Aspekt ist das angemessene Verfügbarkeitsentgelt nach *Absatz 4*, das der an der Stromreserve teilnehmende Betreiber pro Quartal erhält. Damit werden die Fixkosten vergütet, im Gegensatz zur Abrufentschädigung, die die variablen Betriebskosten deckt (Art. 17 Abs. 3 f.). Enthalten im Verfügbarkeitsentgelt sind u.a. die Kosten für das Grundstück, die Erstellung der Anlage, den Anschluss an das Gas- und Stromnetz sowie die Lagerung der Brennstoffe. Vergütet werden nur die Kosten, die beim Betreiber tatsächlich anfallen. Stellt der Bund beispielsweise ein Kraftwerk über einen Drittanbieter zur Verfügung (z.B. Fall Birr), beinhaltet das Verfügbarkeitsentgelt keine Erstellungskosten und auch nicht die Mietkosten. Diese Übernahme ist jedoch nur eine Bevorschussung und der Bund erhält das Geld später, freilich erst ab 2024, zurückerstattet (vgl. Art. 20 Abs. 1).

#### *Art. 10 Betriebsanforderungen*

Betriebliche Hauptvorgabe ist, dass die Reservekraftwerke möglichst auf Zweistoffbasis betreibbar sein müssen, was besonders für die zwei ersten Winter relevant ist, da in dieser Zeit Gas nur knapp verfügbar sein könnte.

Nach *Absatz 2* müssen die Anlagen weiter auch vom BFE festgelegte Betriebsanforderungen technischer Art erfüllen (Art. 30 Abs. 3 StromVG). Diese berücksichtigen einerseits die technischen Möglichkeiten eines Kraftwerks, andererseits aber auch die Anforderungen des Stromversorgungssystems an die Flexibilität eines Reserveeinsatzes.

*Abs. 3:* Die Generatoren können, ohne dass eine Bewilligung nötig ist, auch zur Spannungshaltung eingesetzt werden, wobei natürlich die Reserveverfügbarkeit dadurch nicht eingeschränkt werden darf.

#### *Art. 11 Tarif für die Nutzung von Rohrleitungen*

Ein wichtiger Kostenfaktor können bei mit Gas betriebenen Kraftwerken die Netznutzungsentgelte der Gaslieferung sein. Diese sind weder reguliert noch liegen sie in der Zuständigkeit der EICom. Vielmehr hat nach Artikel 13 des Rohrleitungsgesetzes das BFE im Streitfall eine Zuständigkeit. Daran anknüpfend wird das BFE ermächtigt, bei nicht angemessenen Entgelten regulierend einzugreifen (per Verfügung). Das BFE hätte eine Lösung entlang der tatsächlichen Kosten zu wählen.

#### *Art. 12 Ausschreibungen für spätere neue Reservekraftwerke*

Zusätzlich zu den Reservekraftwerken, die nach Artikel 7 in den unmittelbar nächsten Wintern in die ergänzende Reserve aufgenommen werden, kann auf mittlere Sicht ein Bedarf für weitere – diesmal

genuin neue – Reservekraftwerke entstehen, u.U. an neuen Standorten. Bei den in Artikel 12 erwähnten neuen Anlagen ist nicht beabsichtigt, dass der Bund zum Betreiber oder Produzent wird. Er würde lediglich per Auktionen Akteure suchen, die solche Anlagen erstellen und betreiben. Der Bund verfügt nicht über die verfassungsrechtliche Kompetenz, um selber am Markt als Produzent von Strom aufzutreten. Die Energieversorgung ist Sache der Energiewirtschaft (Art. 6 Abs. 2 EnG), die sich grossmehrheitlich im Besitz der Kantone und Gemeinden befinden. Die Kantone und Gemeinden sind somit als Eigner mitverantwortlich, dass neue Kraftwerke gebaut werden. Die Energiewirtschaft hat die relevanten Massnahmen bisher allerdings nicht in Angriff genommen. Die Realisierungsdauer (Planung, Raumplanung, Bewilligung, Bau) für solche Projekte ist lang. Daher soll der Bund rasch Ausschreibungen lancieren können, damit entsprechende Projekte gestartet werden können. Hierfür fehlen indes heute die erforderlichen formell-gesetzlichen Grundlagen. Die formell-gesetzliche Grundlage für diese Ausschreibung von neuen Kraftwerken wird der Bundesrat daher im Rahmen der Behandlung des Bundesgesetzes über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in die parlamentarische Beratung einbringen und so die rechtlichen Grundlagen für den Regelungsgehalt von Artikel 12 bereinigen. Konkret wird folglich eine Ausschreibung für neue Kraftwerke in dieser Verordnung vorgezogen, später aber durch die vom Bundesrat zu beantragende Regelung im StromVG (Energiereserve) abgelöst. Sie hat damit nur vorübergehenden Charakter.

Artikel 12 legt erst den ersten Schritt für solche Anlagen, bedeutet aber nicht schon deren Bau. Dafür wären dereinst die normalen Verfahren und Vorschriften einzuhalten. Erleichterungen (beim Verfahren und materiell-rechtlich), die jetzt für im Februar 2023 in Betrieb gehende Anlagen gemacht werden, sind befristet und auf diese besagten Anlagen beschränkt und gelten nicht für neue Anlagen nach Artikel 12.

#### *Art. 13 Teilnahme von Notstromgruppen*

Notstromgruppen können ebenfalls einen wertvollen Beitrag für die Reserve leisten. Solche werden üblicherweise eingesetzt, um besonders wichtige Endverbraucher wie Spitäler, Trinkwasserpumpen oder Rechenzentren auch dann mit Strom zu versorgen, wenn das öffentliche Netz ausfällt. Es handelt sich typischerweise um Aggregate, die mit Diesel betrieben werden und eine Leistung von bis zu mehreren Tausend Kilowatt aufweisen können. Bei der Reserve gehören die Notstromgruppen bzw. ihre Betreiber zur «ergänzenden Reserve» und somit zum zweiten Reserveteil. Ähnlich wie mit den Gas- bzw. Zweistoffreservekraftwerken gab es in Vorbereitung zum Winter 2022/2023 auch mit den Inhabern und Betreibern solcher Aggregate Verhandlungen. Nebst diesem ersten Set von Betreibern, die bereits per Februar 2023 in das WResV-Regime kommen (*Abs. 1*), ist das Potenzial für weitere Teilnehmende vorhanden. Sie könnten später im Winter 2023 oder im nächsten Winter in die Reserve kommen (*Abs. 2*). Die Betreiber sollten hauptsächlich via Auktionen ermittelt werden. Wenn im konkreten Fall technisch machbar, kann eine Anlage auch nur teilweise in die Reserve kommen (*Abs. 4*).

Die Möglichkeit zur Verpflichtung, analog zur Wasserkraftreserve und den Reservekraftwerken, besteht auch hier (*Abs. 3*). Dabei besteht aber eine wichtige Ausnahme: Wenn Notstromgruppen zu militärischen oder anderen wichtigen Infrastrukturen gehören, ist ein solcher Zwang nicht zulässig. Eine freiwillige Teilnahme (via die Ausschreibungen) ist aber natürlich möglich.

#### *Art. 14 Vereinbarung mit Betreibern von Notstromgruppen und Verfügbarkeitsentgelt*

Viele der Rahmenbedingungen, die für die Wasserkraftreserve und die Gas- bzw. Zweistoffreservekraftwerke gelten, sind für die Notstromgruppen auch relevant, mitunter in leicht angepasster Form. Für die Notstromgruppen sind auch zahlreiche Vorschriften ausserhalb dieser Verordnung anwendbar, so u.a. Lärmschutznormen oder kantonale Abwärmvorgaben. Eine wichtige Grundlage für ihre Stellung in der Reserve ist die abzuschliessende Vereinbarung. Hier ist wegen der Vielzahl von Interessenten auch ein Pooling möglich, womit also mehrere Betreiber unter einer Vereinbarung zusammengefasst werden. Ein Unterschied zu den Gas- bzw. Zweistoffreservekraftwerken ist auch, dass diese strikt nicht für den Markt Strom produzieren dürfen (Art. 6 Abs. 3). Für die Notstromgruppen bleibt eine

Nutzung im angestammten Unternehmen hingegen möglich; im Abruffall hat eine solche unternehmenseigene Nutzung aber zurückzustehen. Der Abruf der Reserve dient der Vermeidung von Netzausschaltungen. Bei Netzausschaltungen hat die unternehmenseigene Nutzung wieder Vorrang.

#### *Art. 15 Abrufordnung*

Der Abruf der Reserve ist bereits allein mit der Wasserkraftreserve anspruchsvoll. Mit der Ergänzung um den zweiten Reserveteil («ergänzende Reserve») wird er noch komplexer. Es geht darum, für den Abruf, je nach Problemlage, eine sinnvolle Koordination bzw. Priorisierung zwischen den Reserveteilen aufzustellen. Die dafür nötigen Festlegungen im Detail wären in der WResV nicht stufengerecht untergebracht. Vielmehr soll die EICom diese anhand der WResV-Vorgaben in einer Abrufordnung definieren. Dabei handelt es sich, gleich wie bei den Eckwert-Festlegungen für die Wasserkraftreserve nach Artikel 3, weder um etwas Rechtssatzmässiges (trotz des Wortes «Ordnung», das mitunter dafür steht) noch um eine Verfügung. Vielmehr geht es um einen Konkretisierungsschritt in der Rechtsanwendung und die EICom kann die Festlegungen z.B. in einer Weisung aufstellen, da sich die Abrufordnung an die den Abruf vollziehende Swissgrid richtet (vgl. dazu auch «Erläuterungen WResV I»).

*Absatz 2* listet die Hauptanliegen und die Kriterien auf, die für die Abrufordnung zu beachten sind. Dabei spielt die Art der möglichen Knappheitssituation und die Verfügbarkeit der verschiedenen Energiereserven eine grosse Rolle. Ist beispielsweise das Wasser in den Speicherseen knapp, sind die Brennstoffe für die Reservekraftwerke aber ausreichend verfügbar, sollen die Reservekraftwerke bevorzugt eingesetzt werden. Neben der (voraussichtlichen) Energieverfügbarkeit ist die verfügbare Leistung ebenfalls relevant. In der Wasserkraftreserve steht tendenziell eine hohe Leistung, aber nur eine beschränkte Energiemenge zur Verfügung, während es sich bei den Reservekraftwerken genau umgekehrt verhält. Für länger andauernde Knappheitssituationen sind deshalb die Reservekraftwerke wichtiger, wohingegen die Wasserkraftreserve v.a. zur Überbrückung einer kurzfristigen Knappheit im Winter oder Frühling dient. Die Wasserkraftreserve wird unter der Voraussetzung, dass fachlich nichts dagegen spricht, präferenziell abgerufen (vgl. dafür Abs. 2 Bst. d mit dem Kriterium «geringe Schadstoffemissionen und geringe Klimaauswirkungen»). Damit wird auch Artikel 9 StromVG Rechnung getragen, auf dem diese Verordnung basiert und welcher erneuerbaren Energien Vorrang gibt (Art. 9 Abs. 3 StromVG).

Die Abrufordnung wird auch unter den Reservekraftwerken deren unterschiedliches Emissionsverhalten zu berücksichtigen haben. Die bei der fossil-thermischen Herstellung von Elektrizität entstehenden Emissionen variieren stark je nach der eingesetzten Technologie. So verursacht beispielsweise die Produktion von 1 GWh Strom im besten Fall 130 kg NO<sub>x</sub> (Gasturbine mit Gas betrieben und mit SCR-Katalysator ausgerüstet). Im schlechtesten Fall hingegen muss für die gleiche Menge Strom mit Emissionen von über 9 t NO<sub>x</sub> gerechnet werden (Verbrennungsmotoren von Notstromgruppen ohne SCR-Katalysator). Wenn alle Reservekraftwerke gleichzeitig laufen, bewegen sich deren Stickoxidemissionen im schlechtesten Fall in einer ähnlichen Grössenordnung wie alle anderen Quellen zusammen. Die Auswirkungen auf die Umwelt von Reservekraftwerken hängt daher nicht nur von der Einsatzdauer bzw. Strommenge, sondern in hohem Masse auch von der Reihenfolge ab, in welcher die Reservekraftwerke betrieben werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass sich je nach Standort und Witterung die Auswirkungen auf die Luftqualität deutlich unterscheiden können. Um die Auswirkungen auf die Umwelt möglichst gering zu halten, priorisiert die Abrufordnung Anlagen mit tiefer Emissionsfracht.

#### *Art. 16 Abruf*

Für den Fall einer fehlenden Markträumung erfährt Artikel 16 gegenüber der Fassung, die allein die Wasserkraftreserve regelte, kaum Änderungen. Der Abruf erfolgt durch Swissgrid sowie nach wie vor ohne vorherige Freigabe durch die EICom und geschieht im Wesentlichen nach der Abrufordnung.

*Absatz 5* regelt neu den Fall eines Abrufs der Reservekraftwerke zur Aufstockung der Wasserkraftreserve. Ein solcher kann notwendig werden, wenn der Markt zwar noch räumt, es sich aber abzeichnet, dass bis Ende Winter nicht genügend Energie für die Stromversorgung vorhanden sein wird. Um den

Markt möglichst wenig zu verzerren, wird die zusätzliche Energie aus den Reservekraftwerken nicht am Markt verkauft, sondern der Wasserkraftreserve zugeführt. Dabei wird der Strom, der in einem Speicherkraftwerk produziert worden wäre, durch Strom aus den Reservekraftwerken ersetzt. Das Wasser bleibt im Speichersee und steht künftig der Wasserkraftreserve zur Verfügung; es darf dann nicht mehr für den Stromverkauf am Markt eingesetzt werden. Die Auswahl der Speicherseen kann entweder über eine Ausschreibung erfolgen oder behördlich festgelegt werden, ähnlich wie bei der regulären Bildung der Wasserkraftreserve. Im Vergleich zu dieser ist der Eingriff allerdings geringer, da den Wasserkraftbetreibern als Ersatz für die vorgehaltene Energie die Produktion aus den Reservekraftwerken zur Verfügung steht. Aus diesem Grund und weil unter Umständen wenig Zeit zur Verfügung steht und der Wettbewerb nicht unbedingt spielt, kann eine Vorhalteverpflichtung ohne vorherige Ausschreibung angeordnet werden. Zuständige Behörde ist die EICom. Sie legt die vorzuhaltende Energiemenge, die Verteilung auf die verschiedenen Speicherseen und weitere Modalitäten fest.

Die Kriterien für eine solche Aufstockung der Wasserkraftreserve müssen sehr restriktiv angesetzt sein, da ansonsten die Reservekraftwerke ohne eigentliche Not laufen würden und damit geeignetere, marktbasierende Massnahmen verdrängen würden, wie beispielsweise die Reduktion von Stromverbrauch oder Investitionen in neue (erneuerbare) Stromproduktion. Der Entscheid für einen vorbeugenden Einsatz der Reservekraftwerke obliegt ebenfalls der EICom. Diese kann sich auf Ergebnisse von Kurzfristanalysen zur Versorgungssicherheit stützen und auch Kriterien wie länger anhaltende sehr hohe Preise auf den Terminmärkten beiziehen.

#### *Art. 17 Abrufentschädigung*

*Absatz 1* nennt die Abrufentschädigung, die die Betreiber individuell erhalten, je nach bei ihnen erfolgtem Abruf. Sie ist für alle Reservearten Teil der Vereinbarung mit den Anlagebetreibern (Art. 5 Abs. 2 Bst. d, Art. 9 Abs. 2 Bst. e und Art. 14 Abs. 1). Für die Wasserkraftreserve wird die Abrufentschädigung nach der Methodik berechnet, die die EICom in den Eckwerten vorgibt (*Abs. 2*). Die *Absätze 3 bis 6* behandeln die Abrufentschädigung für die ergänzende Reserve. Bei dieser werden mit der Abrufentschädigung die variablen Kosten der Stromproduktion vergütet. Dazu gehören insbesondere die Kosten für den Energieträger und die verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen (vgl. Art. 2 CO<sub>2</sub>-Gesetz, wo u.a. definiert ist, was Emissionsrechte sind), wie auch der Verschleiss der Anlage. Bei den Reservekraftwerken umfasst die Abrufentschädigung auch die durch einen Einsatz zusätzlich verursachten Personalkosten und die Kosten des für den Betrieb benötigten Wassers. Zudem wird bei den Reservekraftwerken für den Bereitschaftsbetrieb eine Tagespauschale vergütet, unabhängig davon, ob es tatsächlich zu einem Einsatz kommt oder nicht. Dort, wo es zur Berechnung standardisierte Parameter braucht, werden diese durch die EICom festgelegt. Sie kann zudem auch Parameter festlegen, um übermässige Gewinne zu begrenzen.

#### *Art 18 Aufgeld bei einem Abruf und Weiterverkauf der Energie*

Für die Bilanzgruppen soll ein Abruf der Reserve unattraktiv sein, da die Reserve ja nicht dazu da ist, Situationen zu überbrücken, die der Markt noch meistern kann. Deshalb werden – bereits mit der Wasserkraftreserve – deutliche negative finanzielle Anreize gesetzt (*Abs. 1*). Damit der Zweck der Reserve nicht untergraben wird, wird zudem (ebenfalls wie seit dem Start der Wasserkraftreserve) ein Arbitrageverbot (kein Weiterverkauf mit Gewinn) und ein Verbot eines Verkaufs ins Ausland stipuliert (*Abs. 2*). Für weitere Ausführungen zu den ersten beiden Absätzen sei auf die «Erläuterungen WResV I» verwiesen. Daran anknüpfend wird in *Absatz 3* neu auch geregelt, dass Gewinne abgegeben werden müssen, wenn sie durch Missachtung der Regeln nach Absatz 2 erzielt wurden. Eine solche Erstattungspflicht deckt sich z.B. mit Artikel 41 LVG, wo vorgesehen ist, dass unzulässig erlangte Vermögenswerte abzugeben sind. Art. 41 LVG ist einschlägig, da sich die Stromreserve nebst Artikel 9 StromVG auch auf das LVG stützt (Vorbereitungsmassnahme). Bei einem Verkauf ins Ausland greift die gleiche Rückerstattungspflicht. Es wird in einem solchen Fall zu errechnen sein, von welchem Gewinn auszugehen ist. Falls Swissgrid bei der Anwendung von Absatz 3 bei den fehlbaren Ak-

teuren auf Widerstand stösst, müsste die ElCom eine entsprechende Verfügung erlassen. Zusätzlich zur Erstattungspflicht sind Verstösse gegen die Vorgaben von Absatz 2 auch strafbar (Art. 22).

#### *Art. 19 Kosten und Finanzierung*

*Abs. 1 und 2:* Die Finanzierung des zweiten Reserveteils erfolgt hauptsächlich, gleich wie schon bei der Wasserkraftreserve, als Teil des Netznutzungsentgelts für das Übertragungsnetz, analog zu den Systemdienstleistungen. Mit dem zweiten Reserveteil wird zwar zusätzliche Energie ins System gebracht, dies aber nicht einfach so, sondern nur für eng definierte Knappheitssituationen. In diesen Situationen dient die Reserve inklusive ihres zweiten, neuen Teils letztlich auch der Netzstabilität. Deshalb ist die Kostenanlastung über das Netznutzungsentgelt angezeigt. Somit wird also die ganze Stromreserve schwergewichtig über das Netznutzungsentgelt (Netzebene 1) getragen. Wirtschaftlich werden somit alle Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher belastet (Art. 14 Abs. 2 StromVG), was sich übrigens gleich verhielte, wenn eine Finanzierung über den Zuschlag nach Artikel 9 Absatz 4 StromVG gewählt worden wäre. Beim Übertragungsnetz wird der Netznutzungstarif jeweils lange vor Beginn eines Kalenderjahres festgelegt. Für die Finanzierung der Reservekraftwerke ab deren Betriebsaufnahme im Februar 2023 wird die Erhöhung somit erst im Nachhinein erfolgen können. Swissgrid wird dies für das Folgejahr tun und sich entsprechend mit Deckungsdifferenzen, die hoch ausfallen dürften, behelfen müssen. Bei der Wasserkraftreserve verhält es sich im Übrigen gleich.

Zu den Einnahmen aus dem Netznutzungsentgelt können die (hohen) Zahlungen hinzukommen, die die Bilanzgruppen im Falle eines Abrufs leisten müssten; möglich sind sodann Einkünfte aus Konventionalstrafen. All diese Einnahmen vermischen sich in einem Topf und stehen als Ganzes zur Verfügung, um die verschiedenen Ausgaben zu bestreiten (*Abs. 1*), also die Vorhalte- und Verfügbarkeitsentgelte sowie die Abrufentschädigungen, die an die Betreiber zu zahlen sind. Nach *Absatz 3* wird auch der Vollzugsaufwand, insbesondere jener von Swissgrid, aus dem gleichen Topf an Mitteln finanziert; die Regelung lehnt sich an jene von Artikel 35 des Energiegesetzes an.

#### *Art. 20 Rückzahlungen an den Bund*

Artikel 20 greift dem Umstand auf, dass in der Vorbereitungsphase zur WResV ab Sommer 2022 gewisse Leistungen durch den Bund vorfinanziert wurden, so die Verbringung in die Schweiz von Modulen für das Reservekraftwerk in Birr/AG. Gleiches gilt für Mietkosten. Diese verschiedenen Aufwände sollen dem Bund zurückbezahlt werden nach der gleichen Regelung (Netznutzungsentgelt), wie sie für die Zeit ab Inkrafttreten der neuen WResV für die Reservekraftwerke gilt. Die Rückzahlung soll allerdings nicht auf einen Schlag erfolgen. Da die Netztarife für 2023 beim Inkrafttreten der neuen WResV schon längst festgesetzt waren, kann eine Erhöhung erst ab 2024 einsetzen. Ausserdem ist die Last über drei Jahre zu glätten, da in der gegenwärtigen Situation mit stark gestiegenen Strompreisen zusätzliche einmalige und übermässige Belastungen der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zu vermeiden sind. Der Dreijahreszeitraum deckt sich mit der (neuen) Befristung der WResV per Ende 2026 (vgl. Art. 26 Abs. 2). Da die Erhöhung des Netznutzungsentgelts erst ab 2024 möglich ist, wird auch die Rückzahlung an den Bund erst ab 2024 beginnen können, dies ebenfalls gestaffelt auf drei Jahre.

Die *Absätze 2 und 3* regeln einen weiteren Fall, der zwar unwahrscheinlich, aber regelungsbedürftig ist. Wie erwähnt, mussten in der Vorbereitungsphase Anlagemodule in die Schweiz gebracht werden. Deren Eigner boten sich aber nicht als Betreiber eines Reservekraftwerks an, weshalb dafür ein anderer Akteur zu suchen ist. Für den Fall, dass dies nicht gelingen sollte und die Anlagen praktisch «brachliegen» würden, weil nicht genug rasch eine andere Verwendung ausserhalb der Reserve (in der Schweiz oder im Ausland) gefunden wird, müsste der Inhaber der Anlageteile abgegolten werden. Absatz 3 setzt inhaltlich und zeitlich den Rahmen für diese Abgeltung (Art. 38 Abs. 2 LVG) und Absatz 2 stellt klar, dass die Abgeltung auch über das Netznutzungsentgelt bezahlt würde bzw. dass ein durch den Bund geleisteter Vorschuss aus solchen Mitteln zurückerstattet werden müsste.

Eine nochmals andere Art von Abgeltung regelt *Absatz 4*. Dabei geht es um eine Zahlung wie sie z.B. laut § 20 des aargauischen Energiegesetzes zugunsten der Standortgemeinde, in der eine «grosse Energieerzeugungsanlage» gebaut wird, möglich ist. Gemeint sind in Absatz 4 nur kantonale oder kommunale Rechtsgrundlagen, die bei der Eröffnung der Vernehmlassung zu dieser Verordnung (WResV) schon bestanden haben. Die Finanzierung würde ebenfalls über das Netznutzungsentgelt von Netzebene 1 erfolgen, dies mindestens nachträglich, nach einer allfälligen Bevorschussung durch den Bund in naher Zukunft (was hiermit aber nicht präjudiziert werden soll). Auch für diesen Kostenposten wäre eine über mehrere Jahre verteilte Erhebung bzw. der Erhöhung der Netzkosten möglich.

#### *Art. 21-23*

Die Artikel 21-23 erfahren gegenüber der ersten WResV-Fassung praktische nur kleine redaktionelle Anpassungen. Erwähnenswert ist eine Ergänzung in *Artikel 22*: Bei der Wasserkraftreserve hatten bisher die ElCom und Swissgrid Aufgaben, wobei die Kompetenz für verbindliche Entscheide bei der El-Com liegt und nicht bei Swissgrid. Bei der nun dazukommenden «ergänzenden Reserve» kommen auch anderen Stellen (UVEK, BFE) Aufgaben und Befugnisse zu. Das wird in Artikel 22 nun relativierend angemerkt. Von Artikel 22 unberührt sind sodann die Befugnisse Bundesamts für Landesversorgung (BWL), die diesem nach dem LVG zukommen.

#### *Art. 24 Änderung anderer Erlasse*

##### 1. CO<sub>2</sub>-Verordnung vom 30. November 2012

Die Reservekraftwerke, also die mit Gas oder anderen Energieträgern betriebenen Kraftwerke, nehmen aufgrund ihrer hohen Gesamtfeuerungsleistung verpflichtend am Emissionshandelssystem (EHS) teil (Anhang 6 CO<sub>2</sub>-Verordnung; SR 641.711). Der Einbezug in den Emissionshandel stellt sicher, dass die Mehremissionen dieser Anlagen innerhalb des Emissionshandelssystems (EHS) ausgeglichen werden. Anlagen, die weniger als 25'000 Tonnen CO<sub>2</sub> ausstossen, können gemäss Artikel 41 der heutigen CO<sub>2</sub>-Verordnung eine Ausnahme vom EHS beantragen, bezahlen dann aber die CO<sub>2</sub>-Abgabe von gegenwärtig 120 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub>. Damit die Kraftwerke so betrieben werden, dass sie die CO<sub>2</sub>-Bilanz gesamthaft nicht belasten, soll keine Ausnahme von der Teilnahmepflicht möglich sein. Gleichzeitig mit der vorliegenden Verordnung zu den Reservekraftwerken wird deshalb die CO<sub>2</sub>-Verordnung als Fremderlassänderung angepasst. Damit bis zum Inkrafttreten keine rechtliche Lücke entsteht, verpflichten sich die Betreiber in den Verträgen, für die Anlage keine Ausnahme nach Artikel 41 CO<sub>2</sub>-Verordnung zu beantragen. Die Regelungen gelten nicht für Notstromgruppen. Deren Mehremissionen müssen daher später im Ausland kompensiert werden; entweder von den kompensationspflichtigen Treibstoffimporteuren oder subsidiär vom Bund, damit die Schweiz ihre internationale Verpflichtung gemäss Übereinkommen von Paris einhalten kann.

##### 2. Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008

Die Änderungen bringen eine rein redaktionelle Angleichung an die neue WResV-Terminologie.

#### *Art. 25 Aufhebung anderer Erlasse*

Die bisherige WResV wird vollständig durch deren neue Fassung ersetzt.

#### *Art. 26 Inkrafttreten und Geltungsdauer*

Die WResV ist befristet. Die erste WResV-Fassung enthielt auch bereits eine Befristung. Die wird nun aber verlängert, da die Betreiber der Reservekraftwerke, mit denen der Bund Verhandlungen geführt hat, nicht zu einem kürzeren Betrieb als bis Ende Frühjahr 2026 bereit waren. Somit ist, auch mit Blick auf Artikel 20 Absatz 1, neu eine Befristung bis Ende 2026 angezeigt. Falls das Parlament zügig die gesetzliche Regelung zu den Reservekraftwerken verabschiedet, könnte die vorliegende Übergangsverordnung frühzeitig in eine normale Ausführungsvorverordnung zum Gesetz überführt werden.

Erläuterungen zur  
Verordnung über eine Stromreserve für den Winter (Winterreserveverordnung, WResV)

*Abs. 3:* Die Möglichkeit, Betreiber zur Reserveteilnahme zu verpflichten, ist befristet, und zwar bis Mai 2024. Da ein solcher Zwang ein starker Eingriff ist, soll er mit Bedacht angewandt werden (vgl. auch «Erläuterungen WResV I»). Braucht es ihn über Mitte Mai 2024 hinaus, wäre eine Verlängerung nötig.