

21.09

Abgeordneter Lukas Hammer (Grüne): Herr Präsident! Sehr geehrte Frau Ministerin! Liebe Kolleginnen und Kollegen! Auch wenn es schon etwas spät ist: Ich glaube auch, dass das eines der wichtigeren Gesetze ist, die wir heute beschließen. Heute ist, sofern wir das mit Mehrheit beschließen – aber es schaut gut aus –, ein wichtiger und ein guter Tag für die Versorgungssicherheit in Österreich.

Wir beschließen heute eine EU-rechtskonforme Netzreserve. Warum ist das wichtig? – Es wurde schon angesprochen: Vereinfacht gesagt geht es darum, dass unseren Stromnetzen nicht die Luft ausgeht.

Netzengpässe entstehen – Sie kennen das –, wenn sehr viel Strom durch Österreich durchgeleitet wird – wir sind sozusagen ein Durchzugsland für Strom – beziehungsweise wenn die Stromproduktion den Verbrauch nicht decken kann. Da sind unsere Netze sehr stark belastet, da braucht es ein Engpassmanagement, und mit dieser Netzreserve stellen wir das sicher.

Wir verpflichten nun die Regelzonenführerin, also die APG, zu einer transparenten Analyse, wie viel Reservekapazitäten im nächsten Jahr vorzuhalten sind. Auf Basis dieser Analyse müssen die Kapazitäten in einem transparenten Prozess ausgeschrieben werden und dann ausreichend Kapazitäten kontrahiert werden.

Neu ist jetzt, dass auch Industrieanlagen – und das finde ich besonders wichtig – an dieser Netzreserve teilhaben können. Das heißt, es geht nicht nur darum, dass kurzfristig zusätzliche Kraftwerkskapazitäten zugeschaltet werden, sondern auch darum, dass der Verbrauch kurzfristig reduziert werden kann.

Ich möchte schon einmal darauf eingehen, in welcher Situation wir waren: Die aktuelle Regelung für die Netzreserve wurde nie bei der EU-Kommission notifiziert. Die EU-Kommission hat auch schon im Jahr 2018 im Prinzip klargestellt, dass es sich um eine nicht genehmigte Beihilfe handelt. Das heißt, wir hatten wirklich Handlungsbedarf. Inhaltliche Kritikpunkte waren zum Beispiel, dass es eben keine transparente Ausschreibung gegeben hat und dass es nur einen eingeschränkten Bieterkreis gab.

Seither, also schon seit 2018, gibt es Gespräche mit der Europäischen Kommission. Diese Gespräche gingen auch jetzt, nachdem die Regierungsvorlage vorgelegt wurde, noch weiter. Deswegen kamen wir auch sozusagen ein bisschen in Stress und in Zeitknappheit. Es ergab sich Änderungsbedarf, damit das wirklich EU-rechtskonform ist, denn stellen Sie sich das einmal vor: Wenn wir jetzt eine Regelung beschließen, die APG Verträge für die Netzreserve schließt und uns dann die EU-Kommission sagt,

dass das EU-rechtswidrig ist, dann müssen wir diese Verträge rückabwickeln! Das wäre eine Katastrophe. Deswegen bin ich sehr froh, dass wir in diesem engen Korsett, das uns die EU-Kommission vorschreibt, jetzt eine, wie ich glaube, gute Lösung gefunden haben.

Ich bringe daher folgenden Antrag ein, der, soweit ich weiß, an Sie verteilt wurde:

Abänderungsantrag

der Abgeordneten Lukas Hammer, Tanja Graf, Kolleginnen und Kollegen zur Regierungsvorlage 471 der Beilagen in der Fassung des Ausschussberichts betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 geändert wird

Ich erläutere den Abänderungsantrag in den Grundzügen: Der Hauptpunkt ist die Neugestaltung des Auktionsdesigns, und zwar beschränken wir uns jetzt auf die Ausschreibung von drei verschiedenen Produkten – eines zweijährigen Produktes, eines einjährigen Produktes und eines saisonalen Produktes –, und den Zuschlag bekommt – und das finde ich wichtig, weil das auch eine Kostenfrage ist und auch die Frage betrifft, wer teilnehmen kann – die günstigste Kombination der eingegangenen Angebote.

Es gibt weiters noch Anpassungen bei der Systemanalyse, bei der Transparenz und Ergänzungen in Bezug darauf, welche Kosten bei der Erbringung der Netzreserve eingerechnet werden können.

Ich glaube, das ist eine sehr gute, kosteneffiziente Lösung für die Netzreserve, die wirklich garantiert, dass unsere Stromnetze auch in Zukunft stabil sind und dass sie den Herausforderungen, die auch die Energiewende mit sich bringt, gerecht werden.
(Beifall bei den Grünen und bei Abgeordneten der ÖVP.)

Ich möchte schließen mit einem Dank: zuerst einem Dank an die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Klimaschutzministeriums, die in den letzten zwei Jahren, aber noch vermehrt und verdichtet in der letzten Woche, auch am Wochenende und am Feiertag, unermüdlich daran gearbeitet haben, dass wir jetzt eine gute und tragfähige Lösung haben.

Mein Dank gilt auch unserem Koalitionspartner, meiner Kollegin in der Funktion als Energiesprecherin Tanja Graf, der Opposition für die konstruktiven Gespräche – auch

dir, Alois Schroll, ein herzliches Danke für die Gespräche. Ich glaube, dass die Auseinandersetzung zwischen uns den vorliegenden Entwurf schon auch ein Stück weit besser gemacht hat und dass auch die Klarstellungen, die es noch gegeben hat, dem Gesetzentwurf gutgetan haben. – Danke schön. *(Beifall bei Grünen und ÖVP sowie bei Abgeordneten der SPÖ.)*

21.14

Der Antrag hat folgenden Gesamtwortlaut:

Abänderungsantrag

der Abgeordneten Lukas Hammer, Tanja Graf, Kolleginnen und Kollegen

zur Regierungsvorlage 471 der Beilagen in der Fassung des Ausschussberichts (595 d.B.) betreffend ein Bundesgesetz, mit dem das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 geändert wird

Der Nationalrat wolle in zweiter Lesung beschließen:

Der im Titel genannte Gesetzesantrag wird wie folgt geändert:

1. (Grundsatzbestimmung) Z 6 lautet:

„6. (Grundsatzbestimmung) Nach § 7 Abs. 1 Z 52 werden folgende Z 52a und Z 52b eingefügt:

„52a. „Netzreserve“ die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagements, welche gesichert innerhalb von 10 Stunden Vorlaufzeit aktivierbar ist;

52b. „Netzreservevertrag“ ein Vertrag, der zwischen dem Regelzonenführer und einem Anbieter abgeschlossen wird und die Erbringung von Netzreserve gemäß Z 52a zum Inhalt hat;““

2. (Grundsatzbestimmung) Nach Z 6 wird folgende Z 6a eingefügt:

„6a. (Grundsatzbestimmung) Nach § 7 Abs. 1 Z 61 wird folgende Z 61a eingefügt:

„61a. „saisonaler Netzreservevertrag“ ein Netzreservevertrag gemäß Z 52b, der für den Zeitraum einer Winter- oder Sommersaison abgeschlossen wird. Als Sommersaison gilt dabei der Zeitraum gemäß Z 66b, die Wintersaison hingegen umfasst den Zeitraum von jeweils 1. Oktober eines Kalenderjahres bis jeweils 30. April des darauffolgenden

Kalenderjahres. In beiden Fällen besteht für Beginn und Ende des Vertrags eine Toleranzbandbreite von jeweils einem Kalendermonat nach oben sowie nach unten;““

3. (Grundsatzbestimmung) In Z 7 wird in Z 66c der Strichpunkt durch einen Punkt ersetzt und die Wortfolge „Hiermit wird keine Betriebseinstellung der Anlage bewirkt;“ angefügt.

4. Z 10 lautet:

„10. Nach § 23 werden folgende § 23a bis §23d samt Überschriften eingefügt:

„Anzeigepflichten und Systemanalyse

§ 23a. (1) Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind verpflichtet, jährlich bis 30. September temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen. Die Anzeige hat den Zeitpunkt des Beginns und die voraussichtliche Dauer der Stilllegung und die Vorlaufzeit für eine allfällige Wiederinbetriebnahme verpflichtend zu enthalten. Ebenso ist anzugeben, ob und inwieweit die Stilllegung aus rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen erfolgt.

(2) Der Regelzonenführer hat bis 31. Dezember jedes Jahres eine Systemanalyse durchzuführen, um festzustellen, welche Leistung für die Netzreserve ab 1. Oktober erforderlich ist. Der Feststellung des Netzreservebedarfs ist ein Betrachtungszeitraum von zwei Jahren zugrunde zu legen. Dabei sind insbesondere

1. Differenzierungen nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen vorzunehmen;
2. die angezeigten temporären, temporären saisonalen und endgültigen Stilllegungen gemäß Abs. 1 zu berücksichtigen;
3. Einsätze ausländischer Kraftwerke und die resultierenden Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen zu berücksichtigen;
4. Ausbauprojekte auf Basis des aktuellen Netzentwicklungsplans einzubeziehen;
5. Besonderheiten aufgrund spezieller Wetter- oder anderer klimatologischer Situationen, Nachfragesituationen, Kraftwerksverfügbarkeiten (zB Revisionen) und geplante und nicht geplante Nicht-Verfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Netzgebiet des Regelzonenführers oder im benachbarten Ausland einzukalkulieren und

6. *Potentiale flexibler Verbrauchsanlagen zu berücksichtigen, die geeignet sind, den Netzreservebedarf zu minimieren.*

(3) Die jährliche Systemanalyse hat auf Grundlage einer mit der Regulierungsbehörde abgestimmten Methode und Eingangsdaten zu erfolgen. Die Systemanalyse ist nach Fertigstellung der Regulierungsbehörde und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vorzulegen. Die Ergebnisse der Analyse sowie die dieser zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind nach abgeschlossener Kontrahierung gemäß § 23b Abs. 6 zu veröffentlichen.

Beschaffung der Netzreserve

§ 23b. (1) Der Regelzonenführer hat den festgestellten Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 mittels eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen. Teilnahmeberechtigte Anbieter sind

- 1. Betreiber von inländischen Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW, deren Stilllegung im Falle von Erzeugungsanlagen gemäß § 23a Abs. 1 innerhalb des jeweiligen Ausschreibungszeitraums angezeigt wurde;*
- 2. Entnehmer mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW, die durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihren Verbrauch temporär, zumindest aber für 6 Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern können;*
- 3. Aggregatoren, die mehrere Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten zu einem gesamthaft abrufbaren Pool mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW zusammenfassen, sowie*
- 4. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft, sofern das betroffene Übertragungsnetz mit einer österreichischen Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist und der betroffene Übertragungsnetzbetreiber vom österreichischen Regelzonenführer über einen abzuschließenden Engpassmanagementvertrag zur Erbringung von Engpassmanagement unmittelbar verhalten werden kann. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind teilnahmeberechtigt, wenn sie Stilllegungen ihrer Anlagen in vergleichbarer Weise wie § 23a Abs. 1 ihrem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber oder der Regulierungsbehörde für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum angezeigt haben.*

(2) Der Regelzonenführer hat die Anbieter in einem zweistufigen Verfahren auszuwählen. Zu diesem Zweck hat der Regelzonenführer technische Eignungskriterien für die Netzreserve in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde bis Ende Februar jedes Jahres festzulegen und in geeigneter Form zur Interessensbekundung aufzurufen. Im Aufruf zur Interessensbekundung hat der Regelzonenführer folgende Informationen bekanntzugeben:

1. den maximalen Netzreservebedarf in MW für das erste Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz;
2. den Zeitraum, in dem ein Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde;
3. die Produkte, die auf Basis der angezeigten Stilllegungen gemäß § 23a Abs. 1 sowie der Ergebnisse der Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 zur Deckung des festgestellten Netzreservebedarfs gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen sind.

Als Produkte gemäß Z 3 kommen Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren, Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von einem Jahr sowie saisonale Netzreserveverträge in Betracht. Bei der Festlegung der Produkte sind laufende Netzreserveverträge sowie die Kriterien des Abs. 7 Z 1 bis Z 4 zu berücksichtigen.

(3) Alle Interessenten, die ihr Teilnahmeinteresse binnen vierwöchiger Frist bekundet haben, sind vom Regelzonenführer hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der Kriterien gemäß Abs. 1 und Abs. 2 zweiter Satz sowie Abs. 4 zu prüfen. In der zweiten Verfahrensstufe sind die Betreiber der als geeignet eingestuften Anlagen zur Angebotslegung binnen vierwöchiger Frist aufzufordern. Betreiber der als nicht geeignet eingestuften Anlagen sind zu informieren. Betreiber von Erzeugungsanlagen gemäß § 23a Abs. 1, die ein Angebot für einen zweijährigen Netzreservevertrag legen möchten, sind verpflichtet, auch ein Angebot für einen einjährigen Netzreservevertrag zu legen.

(4) Erzeugungsanlagen dürfen nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen. Außerdem darf eine Vergütung für die Erbringung von Netzreserve nicht an Unternehmen in Schwierigkeiten im Sinne der Leitlinien für staatliche Beihilfen zur Rettung und Umstrukturierung nichtfinanzieller Unternehmen in Schwierigkeiten, ABl. Nr. C 249 vom 31.07.2014 S. 1, gewährt werden.

(5) Die eingelangten Angebote werden auf Basis eines Referenzwertes überprüft, welcher sich durch den mengengewichteten Durchschnitt aller Angebote errechnet. Die teuersten 10 % der angebotenen Leistung werden nicht in der Durchschnittsbildung

berücksichtigt. Sollte ein Angebot diesen Referenzwert signifikant überschreiten, hat der Regelzonenführer diese Überschreitung der Regulierungsbehörde zu melden. Die Beurteilung der Signifikanz wird auf Basis der gebotenen Preise pro MW und pro Monat vom Regelzonenführer unter Berücksichtigung des Berichtes gemäß Abs. 10 vorgenommen und in der zweiten Verfahrensstufe gemäß Abs. 3 bekanntgegeben. Kann der für das erste Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz festgestellte Netzreservebedarf mit den, den Referenzwert nicht signifikant überschreitenden Angeboten, nicht gedeckt werden, hat der Regelzonenführer alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten innerhalb von 10 Tagen aufzufordern. Dabei müssen die Gebotspreise unter jenem des erstmalig abgegebenen Gebotspreises liegen. Falls neuerlich eine signifikante Überschreitung des Referenzwertes vorliegt, werden die betreffenden Angebote vom Verfahren nach dieser Bestimmung ausgeschlossen.

(6) Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonenführer jene Angebote auszuwählen, die es ermöglichen, den Netzreservebedarf im ersten Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz zu den geringsten Kosten zu decken. Die Auswahl ist der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat die Auswahl anhand der in Abs. 1 erster Satz genannten Grundsätze zu prüfen und innerhalb von acht Wochen mit Bescheid an den Regelzonenführer zu genehmigen, wobei die Genehmigung unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen und Befristungen erfolgen kann. Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die Regulierungsbehörde die Frist ungenützt verstreichen lässt. Einer Beschwerde gegen den Bescheid kommt keine aufschiebende Wirkung zu.

(7) Nach erfolgter Genehmigung hat der Regelzonenführer mit den ausgewählten Anbietern Netzreserveverträge nach Maßgabe folgender Kriterien abzuschließen:

1. Verträge mit Betreibern von Erzeugungsanlagen gemäß Abs. 1 Z 1 und Z 4 dürfen längstens für die Dauer des gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraums abgeschlossen werden.

2. Zweijährige Netzreserveverträge dürfen nur abgeschlossen werden, wenn für den gesamten Vertragszeitraum ein kontinuierlicher Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 festgestellt wurde.

3. Für jene Zeiträume, in denen zweijährige Netzreserveverträge bestehen, dürfen keine weiteren zweijährigen Netzreserveverträge abgeschlossen werden.

4. Saisonale Netzreserveverträge dürfen nur für die Dauer einer einzelnen Winter- oder Sommersaison abgeschlossen werden.

Es besteht kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Netzreservevertrags. Im Netzreservevertrag ist jedenfalls eine Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers aufzunehmen. Mit erfolgter Kontrahierung haben Betreiber von Erzeugungsanlagen gemäß Abs. 1 Z 1 und Z 4 diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen; die Marktteilnahme ist für die Dauer des Netzreservevertrags unzulässig. Betreibern von Verbrauchsanlagen ist eine Marktteilnahme zur Deckung ihres Verbrauchs erlaubt; die kontrahierte Leistung zur Verbrauchsanpassung ist für die Dauer des Netzreservevertrags jedoch ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen.

(8) Kann der für das erste Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz festgestellte Netzreservebedarf aufgrund der gelegten und nicht ausgeschiedenen Angebote nicht gedeckt werden oder wurden weniger als drei Gebote von unterschiedlichen Unternehmen gelegt, so sind die noch nicht ausgewählten Betreiber geeigneter Erzeugungsanlagen durch die Regulierungsbehörde zur Bekanntgabe ihrer Aufwendungen und Kosten gemäß § 23c Abs. 3 binnen angemessener, drei Wochen nicht überschreitender, Frist aufzufordern. Die Regulierungsbehörde hat diese Kosten nach Maßgabe des § 23c Abs. 3 und 4 zu prüfen und die Anlagen nach den erfolgten Kostenangaben zu reihen. Für diese Zwecke ist vom Betreiber unter sinngemäßer Anwendung des § 8 ein getrennter Rechnungskreis zu führen. Die Regulierungsbehörde hat darin volle Einsichts- und Auskunftsrechte. Der Regelzonenführer hat sodann den ausstehenden Bedarf durch Abschluss von Netzreserveverträgen zu den geringsten Kosten zu decken. Dabei gilt Abs. 7 mit der Maßgabe, dass keine zweijährigen Netzreserveverträge abgeschlossen werden dürfen.

(9) Wird der Betreiber einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 Z 1 nicht ausgewählt, hat dieser die Anlage für den gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraum außer Betrieb zu nehmen, es sei denn § 23c Abs. 1 oder § 23d Abs. 3 sind anwendbar.

(10) Zumindest alle zwei Jahre hat die Regulierungsbehörde einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung zu erstellen und zu veröffentlichen. Dabei hat diese die Wettbewerbsintensität am relevanten Strommarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und

seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Lieferquellen sowie der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen, die Signifikanz gemäß Abs. 5 zu analysieren und diesbezüglich gegebenenfalls eine Empfehlung auszusprechen. Der Bericht hat überdies die Berichte der Netzbetreiber gemäß Art. 13 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 zu berücksichtigen. Die Ergebnisse des Berichts sind bei der Ausgestaltung der technischen Eignungskriterien und der Ausschreibung gemäß Abs. 2 bis 5 sowie der Vertragsgestaltung gemäß Abs. 6 bis 8 zu berücksichtigen.

Stilllegungsverbot

§ 23c. (1) Zeigt sich, dass der für das erste Jahr des Betrachtungszeitraums gemäß § 23a Abs. 2 zweiter Satz festgestellte Netzreservebedarf unter Berücksichtigung aller gemäß § 23b Abs. 3 erfolgten Interessensbekundungen oder erstmalig gelegten Angebote nicht gedeckt werden kann, oder kann trotz Vertragsabschluss gemäß § 23b Abs. 7 und 8 der festgestellte Netzreservebedarf nicht gedeckt werden, kann die Regulierungsbehörde auf begründeten Vorschlag des Regelzonenführers Betreiber von Erzeugungsanlagen, die gemäß § 23a Abs. 1 ihre Stilllegung angezeigt haben, mit Bescheid dazu verpflichtet, ihre Anlagen für die Dauer von einem Jahr, höchstens jedoch für die Dauer des gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraums, ausschließlich für Zwecke des Engpassmanagements in Betrieb zu halten. Die Marktteilnahme ist in diesem Zeitraum unzulässig. Die Auswahl der Erzeugungsanlagen hat nach ihrer wirtschaftlichen und technischen Eignung unter Anwendung des § 23b Abs. 8 zu erfolgen. Einer Beschwerde gegen ein von der Regulierungsbehörde ausgesprochenes Stilllegungsverbot kommt keine aufschiebende Wirkung zu.

(2) Der Regelzonenführer hat mit den gemäß Abs. 1 verpflichteten Betreibern Verträge unter Anwendung des § 23b Abs. 4 und 8 abzuschließen.

(3) Den Betreibern sind die mit der Erbringung der Netzreserve verbundenen wirtschaftlichen Nachteile und Kosten im Vergleich zu den mit der Stilllegung verbundenen Kosten jährlich abzugelten. Abzugelten sind nur folgende Positionen:

1. operative Aufwendungen und Kosten, die für die Vorhaltung von betriebsbereiten Kraftwerken erforderlich sind, wobei jene Aufwendungen und Kosten, die im Stillstands- bzw. Stilllegungsszenario anfallen würden, abzuziehen sind. Folgende Bestandteile mit Fixkostencharakter sind jedenfalls davon umfasst:

a) Materialkosten,

b) Personalkosten und

c) *Instandhaltungskosten, die im direkten Zusammenhang mit der Leistungserbringung stehen;*

2. *allfällige operative Aufwendungen und Kosten, die zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft aus dem Zustand der Stilllegung oder einer Konservierung des Kraftwerks notwendig sind;*

3. *nachweislich notwendige Neu- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistungsvorhaltung sowie Gewährleistung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes. Diese sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen und angemessen zu verzinsen;*

4. *ein allfälliger Wertverbrauch aufgrund der Alterung und Abnutzung des Kraftwerks im Zeitraum des Stilllegungsverbotes, auf Grundlage der nachweisbaren Buchwerte zum Stichtag des 31. Dezember des Vorjahres.*

(4) Nicht anerkennungsfähig sind folgende Kostenbestandteile:

1. *Aufwendungen und Kosten, die im Rahmen eines Vertrags gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 zweiter Satz abgegolten werden;*

2. *Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten;*

3. *allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber aus der Veräußerung von Betriebsmitteln des Kraftwerks im Fall einer endgültigen Stilllegung entgangen wären;*

4. *Opportunitätskosten jeglicher Art;*

5. *Betriebs- und periodenfremde sowie außerordentliche Aufwendungen;*

6. *Aufwendungen und Kosten, welche vom Kraftwerksbetreiber schuldhaft verursacht wurden;*

7. *etwaige Buchwertveränderungen, die auf vergangene Kompensationen von Leistungsvorhaltungen zurückzuführen sind.*

(5) Für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes ist vom Erzeuger unter sinngemäßer Anwendung des § 8 ein getrennter Rechnungskreis zu führen. Die Regulierungsbehörde sowie der Regelzonenführer haben darin volle Einsichts- und Auskunftsrechte. Sämtliche abzugeltende Investitionen, insbesondere jene gemäß Abs. 3 Z 3, sind vom Erzeuger mit dem Regelzonenführer abzustimmen.

(6) Die Kosten sind über das durch Verordnung gemäß den §§ 49 und 51 zu bestimmende Entgelt aufzubringen.

Änderungen

§ 23d. (1) Auf Ersuchen eines gemäß § 23b Abs. 7 oder 8 ausgewählten Betreibers einer Erzeugungsanlage kann der Regelzonenführer die Dauer des Vertrags einmalig verkürzen, soweit durch den Betreiber sichergestellt wird, dass die Anlage für das Engpassmanagement unter den gleichen Verfügbarkeitsbedingungen bis zum Ablauf der ursprünglichen Laufzeit zur Verfügung steht. Die Verkürzung ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. In diesem Fall sind dem Regelzonenführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten.

(2) Auf Antrag eines gemäß § 23c Abs. 1 verpflichteten Betreibers kann die Dauer des Stilllegungsverbots einmalig verkürzt werden, soweit durch den Betreiber sichergestellt wird, dass die Anlage für das Engpassmanagement unter den gleichen Verfügbarkeitsbedingungen bis zum Ablauf der ursprünglichen Laufzeit zur Verfügung steht. Die Genehmigung erfolgt, erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde. Dem Regelzonenführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu. Im Falle einer Genehmigung ist der Vertrag gemäß § 23c Abs. 2 entsprechend anzupassen. In diesem Fall sind dem Regelzonenführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten.

(3) Auf Antrag eines gemäß § 23b Abs. 9 zur Stilllegung seiner Anlage verpflichteten Betreibers kann von der Stilllegung Abstand genommen oder die Dauer der vorübergehenden Stilllegung verkürzt werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde durch Bescheid genehmigt wird. Die Genehmigung erfolgt, erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde und ist nur dann zu erteilen, wenn sich die für die Stilllegung ursprünglich maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben. Die Umstandsänderung und deren Wesentlichkeit sind durch den jeweiligen Betreiber darzulegen, wobei dieser sämtliche für die Beurteilung erforderlichen Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzulegen hat. Dem Regelzonenführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu.““

5. In Z 20 wird in Z 6c der Ausdruck „Abs. 6 und 8“ durch den Ausdruck „Abs. 7 und 9“ ersetzt.

6. In Z 20 wird in Z 6e der Ausdruck „Abs. 7“ durch den Ausdruck „Abs. 8“ ersetzt.

7. Z 21 lautet:

„21. Dem § 111 werden folgende Abs. 4 bis Abs. 6 angefügt:

„(4) Stilllegungen von Erzeugungsanlagen oder von Teilkapazitäten von Anlagen gemäß § 23a Abs. 1 für den Zeitraum ab 1. Oktober 2021 sind dem Regelzonenführer erstmals bis 31. Jänner 2021 verbindlich anzuzeigen. Die Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 ist erstmals bis 28. Februar 2021 fertigzustellen.

(5) Das Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der Netzreserve gemäß § 23b ist erstmals 2021 durchzuführen. Dabei gilt Folgendes:

1. die technischen Eignungskriterien für die Netzreserve sind in der ersten Ausschreibung, abweichend von § 23b Abs. 2, bis 31. März 2021 festzulegen;
2. in der ersten Ausschreibung ist eine Überschreitung des Referenzwertes um 100 % signifikant im Sinne von § 23b Abs. 5.

(6) Der Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 23b Abs. 10 ist von der Regulierungsbehörde erstmals bis 31. Dezember 2021 zu erstellen.““

Begründung

Allgemeines zu den Änderungen:

Die Einführung einer Netzreserve stellt eine staatliche Beihilfe iSd Art. 107 Abs. 1 AEUV dar, weswegen die hierfür notwendige Novellierung des EIWOG 2010 der Prüfung und Genehmigung durch die Europäische Kommission unterliegt. Die vorliegenden Änderungen sind allesamt auf beihilferechtliche Vorgaben bzw. Kritikpunkte der Europäischen Kommission zum ursprünglichen Gesetzesantrag im Rahmen des hierzu anhängigen Beihilfeverfahrens zur Zahl SA.52263(2020/N) zurückzuführen.

Zu § 7 Abs. 1 Z 52b und Z 61a:

Angesichts der Änderungen in den §§ 23a ff sowie der nunmehr in § 23b Abs. 2 enthaltenen Produktdefinitionen war es notwendig, den saisonalen Netzreservevertrag zu definieren. Im Zusammenhang mit § 23b Abs. 7 Z 4 ist klargestellt, dass der saisonale Netzreservevertrag nur eine einzelne (dh. die nächstfolgende) Winter- oder Sommersaison umfassen darf. Für die Festlegung der Vertragslaufzeit besteht eine gewisse Flexibilität; daher ist bei Vertragsbeginn und Vertragsende eine einmonatige Abweichung von dem in § 7 Abs. 1 Z 61a und Z 66b festgelegten Saisonbeginn bzw. Saisonende (sowohl nach oben als auch nach unten hin) möglich. Unter Monat im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 61a ist – wie auch im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 66b – stets ein Kalendermonat zu verstehen.

Zu § 7 Abs. 1 Z 66c:

Unter dem Begriff der temporären Stilllegung ist ein elektrizitätsrechtlich spezifischer Zustand zu verstehen, der ausschließlich im Zusammenhang mit der (technischen) Verfügbarkeit für das Engpassmanagement Rechtsfolgen nach sich zieht. Maßgeblich ist, dass eine Erzeugungsanlage aufgrund vorläufiger Maßnahmen nicht innerhalb der für den Übertragungsnetzbetreiber notwendigen Zeit zur Behebung von Engpässen zur Verfügung steht. Mit anderen Worten ist die Erzeugungsanlage nicht in der Lage, in der technisch hierfür notwendigen Zeitspanne eine geforderte Anpassung ihrer Einspeisung (sog. Redispatch) umzusetzen, um einen Netzengpass zu beheben. Es handelt sich hierbei lediglich um einen vorläufigen Zustand, der mit einer zu langen Vorlaufzeit für das Redispatch einhergeht; hiermit wird jedoch keine Betriebseinstellung der Anlage (etwa im Sinne des § 27 Abs. 3 WRG 1959 oder ähnlicher anlagenrechtlicher Bestimmungen) bewirkt.

Zu § 23a Abs. 2 sowie § 23b Abs. 2 und Abs. 7:

Die Systemanalyse hat hinsichtlich des Netzreservebedarfs einen zweijährigen Betrachtungszeitraum zugrunde zu legen. Dies korrespondiert mit der höchstmöglichen Vertragsdauer gemäß § 23b Abs. 2 letzter Satz.

Die Produkte gemäß § 23b Abs. 2 Z 3 sind auf Basis der Ergebnisse der Systemanalyse sowie der eingelangten Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 zu definieren und im Aufruf zur Interessensbekundung zu veröffentlichen; bei der Festlegung bzw. Veröffentlichung der auszuschreibenden Produkte hat der Regelzonenführer zunächst von allen im Gesetz genannten Möglichkeiten auszugehen und anschließend zu überprüfen, ob sich ein entsprechender Bedarf auch aus der Systemanalyse sowie den angezeigten Stilllegungen ergibt. Weiters sind dabei die Kriterien des § 23b Abs. 7 Z 1 bis 4 zu berücksichtigen: Zweijährige Netzreserveverträge dürfen daher nur ausgeschrieben werden, wenn auf Basis der Systemanalyse ein kontinuierlicher Netzreservebedarf für den gesamten Vertragszeitraum festgestellt wurde (§ 23b Abs. 7 Z 2). Weiters dürfen zweijährige Verträge nicht für Zeiträume abgeschlossen werden, in denen frühere zweijährige Verträge aus allfälligen vorherigen Ausschreibungsverfahren weiterhin aufrecht sind (§ 23b Abs. 7 Z 3). Hiermit sollen überlappende mehrjährige Netzreserveverträge verhindert werden.

Zu § 23b Abs. 5:

Zielsetzung der Referenzwertberechnung ist es, extrem hochpreisige Angebote, die allenfalls zuzuschlagen sind, aus dem Bieterkreis auszuschließen. Zu diesem Zweck

wird ein Referenzpreis gebildet, der um einen bestimmten Prozentsatz überschritten werden darf, ohne ausgeschlossen zu werden. Dieser Referenzwert muss so gebildet werden, dass alle Angebote mit diesem verglichen werden können. Da Angebote zu verschiedenen Leistungen und Vertragslaufzeiten angeboten werden können (s. § 23b Abs. 2 letzter Satz), ist eine Standardisierung notwendig. Dazu wird der angebotene Preis pro MW und pro Monat herangezogen. Hinsichtlich der Zeitdauer ist anzumerken, dass hier die tatsächliche Verfügbarkeitsdauer während der Vertragslaufzeit heranzuziehen ist, die Vertragslaufzeit wird daher um allfällige geplante Wartungszeiten und allfällige weitere (zB gesetzliche) Einschränkungen reduziert. In die Durchschnittsbildung nach dieser Bestimmung sind die Angebote zu allen ausgeschriebenen Produkten, abzüglich der teuersten 10 % der insgesamt angebotenen Leistung, einzubeziehen.

Zu § 23b Abs. 6:

Für die Frage der geringsten Kosten als Kriterium für die Zuschlagserteilung kommt es auf die Gesamtkosten an, sodass auch die Gesamteffizienz der Anlage zur Behebung eines bestimmten Engpasses (auch im Hinblick auf Standort und Wirksamkeit) relevant sein kann.

Zu § 111 Abs. 5:

Der in § 111 Abs. 5 Z 2 genannte Wert sowie die in der ersten Ausschreibung gewonnenen Erfahrungswerte und Ergebnisse sind in den kommenden Ausschreibungsjahren bei der Festlegung der Signifikanzschwelle zu berücksichtigen.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen betreffen redaktionelle Anpassungen.

Präsident Mag. Wolfgang Sobotka: Der Abänderungsantrag ist ordnungsgemäß eingebracht, ausreichend - - - sind das fünf? *(die Anzahl der Unterschriften auf dem Antrag prüfend)* -, ausreichend unterstützt *(Heiterkeit)* - nachgezählt!; ich verlasse mich darauf nicht mehr - und steht somit mit in Verhandlung.

Zu Wort gemeldet hat sich Frau Bundesministerin Gewessler. - Bitte.