



# Konsultationsdokument zur zukünftigen Produktgestaltung „Netzreserve“

Basis für die Notifikation der Verlängerung und Änderungen der Netzreserve an die Europäische Kommission gemäß Art 108 Abs. 3 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	1
Einleitung .....	2
1. Konsultationsgegenstand .....	5
1.1. Übersicht zur aktuellen Netzreserve .....	5
1.2. Methode der Zuweisung der Kosten der Netzreserve .....	6
2. Änderungsvorschläge .....	8
2.1. <i>Verringerte Teilnahmekriterien zur Erweiterung des Interessentenkreises</i> .....	8
2.2. <i>Teilnahme flexibilisieren (Beteiligungsaussetzen)</i> .....	9
2.3. <i>Monatsprodukte für Netzreserve</i> .....	11
2.4. <i>Möglichkeit zur Umstellung auf kostenbasierte Beschaffung</i> .....	11
2.5. <i>Bedarfsdeckung der Netzreserve durch neues Flexibilitätsprodukt</i> .....	14
2.6. <i>Abschaffung des 24-Monats Produkts</i> .....	16
2.7. <i>Lange Revisionen und/oder sonstige Nichtverfügbarkeiten als Hinderungsgrund für die Teilnahme an der Ausschreibung</i> .....	16
2.8. <i>Veröffentlichung des Netzreservebedarfs</i> .....	17
2.9. <i>Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen auf &gt;1 MW</i> .....	17



## Einleitung

Im Jahr 2020 wurde die Netzreserve, als eines von mehreren notwendigen Instrumenten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität, in Österreich gesetzlich in den §§ 23a bis 23d Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz („**EIWOG 2010**“)<sup>1</sup> verankert.<sup>2</sup> Die derzeitige beihilferechtliche Genehmigung wurde bis zum 31. Dezember 2025 erteilt. Es besteht jedoch über das Jahr 2030 hinaus Bedarf an für Redispatch gesichert verfügbaren Stromerzeugungsanlagen bzw. gesichert reduzierbaren Verbrauchs. Um die notwendige Verlängerung zu erreichen, ist die Erlangung einer erneuten beihilfenrechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission im Einklang mit den Kriterien der durch die Europäische Kommission veröffentlichten Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen (*Guidelines on State Aid for climate, environmental protection and energy* – „**CEEAG**“)<sup>3</sup> erforderlich.

Teil der Anforderungen zur Erlangung der beihilferechtlichen Genehmigung ist die Durchführung einer öffentlichen Konsultation.<sup>4</sup> Dabei sind über den Zeitraum von sechs Wochen die folgenden Aspekte zu konsultieren:

- i) Beihilfefähigkeit,
  - Siehe Punkt 1.1 “Übersicht zur aktuellen Netzreserve”
  - Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.1, 2.3; 2.7 und 2.9.
- (ii) vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen,
  - Siehe Punkt 1.1 “Übersicht zur aktuellen Netzreserve”
  - Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.3, 2.4 und 2.5
- (iii) wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern,
  - Siehe Punkt 1.1 “Übersicht zur aktuellen Netzreserve”
  - Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.1, 2.2, 2.3, 2.5 und 2.8
- (iv) die Methode, um die Kosten der Maßnahme den Verbrauchern zuzuweisen,
  - Siehe Punkt 1.2 “Methode der Kostenwälzung der Netzreserve”
  - Keine Änderungsvorschläge
- (v) falls keine Ausschreibung durchgeführt wird: die Annahmen und Daten, auf die sich die Quantifizierung stützt, anhand derer die Angemessenheit der Beihilfe nachgewiesen wird, einschließlich Kosten, Einnahmen, Betriebsannahmen und Lebensdauer sowie der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), und
  - Siehe Punkt 1.1 “Übersicht zur aktuellen Netzreserve”

<sup>1</sup> Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010, BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl I Nr 145/2023.

<sup>2</sup> Derzeit befindet sich der Entwurf für eine Neuerlassung des EIWOG 2010, das Elektrizitätswirtschaftsgesetz („**EIWG-Entwurf**“), in Begutachtung. Die gesetzliche Regelung betreffend die Netzreserve befinden sich in diesem Begutachtungsentwurf in den §§ 124ff EIWG.

<sup>3</sup> Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen, ABl C 80/1 <[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)>](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)>)

<sup>4</sup> Rz 347 ff CEEAG.



- Siehe vorgeschlagene Änderungen der Netzreserve unter Punkt 2.4
- (vi) falls neue Investitionen in die Stromerzeugung aus Erdgas gefördert werden können: geplante Vorkehrungen zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Union,<sup>5</sup>

Wie im Rahmen des bisherigen Mechanismus werden auch künftig keine Anreize für Neuinvestitionen in die Stromerzeugung aus Erdgas gesetzt. Dies ergibt sich daraus, dass – als Verschärfung der derzeit geltenden Regelungen – vorgeschlagen wird, Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von >1 MW zur Abgabe einer verbindlichen Stilllegungsanzeige zu verpflichten (siehe Punkt 2.9). Die Meldung einer solchen verbindlichen Stilllegungsanzeige bildet eine Voraussetzung für die Teilnahme an der Netzreserve. Weiters werden in § 23b Abs. 5 bis 8 EIWOG 2010 / § 125 Abs. 5 bis 8 EIWG-Entwurf Preisgrenzen und Transparenzpflichten definiert, wonach überdurchschnittlich hohe Angebote grundsätzlich vom Vergabeverfahren auszuschließen sind und nur nach genauer Prüfung durch die Regulierungsbehörde E-Control vergeben werden können. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die nicht ausgewählt wurden, müssen ihre Anlagen entsprechend ihrer Stilllegungsmittelteil stilllegen.

Der Aufbau dieses Konsultationsdokuments folgt der durch die CEEAG vorgegebene Gliederung.

Neben der bloßen Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung bietet die Neunotifikation an die Europäische Kommission auch die Chance die im Rahmen der Durchführung der Ausschreibungen zur Netzreserve in den letzten Jahren gesammelten Erfahrungen und die daraus gewonnene Erkenntnisse in Form von Verbesserungen des Netzreservemechanismus umzusetzen. Dies wurde im 2. Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem. § 23b Abs. 10 EIWOG 2010<sup>6</sup> eingehend analysiert. Insbesondere soll durch eine weitere Verbesserung des Mechanismus eine breitere Beteiligung verschiedener Anlagentypen im In- sowie Ausland eine Steigerung der Liquidität der Netzreserve erreicht werden. Mit diesem Dokument stellt APG im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie („BMK“) und in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde E-Control die folgenden Anpassungen der Produktgestaltung Netzreserve entsprechend den Anforderungen unter Rz 348 ff CEEAG zur Konsultation.

Nach dem Ende der Konsultationsfrist wird eine Auswertung der Konsultation („**Bericht**“) gemäß Rz 350 CEEAG veröffentlicht, in der die eingegangenen Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer zusammenfasst und gewürdigt werden. Jegliche Informationen in den Stellungnahmen, die als vertraulich gekennzeichnet sind, werden im Abschlussbericht geschwärzt, darum bitten wir um klare Kennzeichnung vertraulicher Informationen. Des Weiteren bitten wir um Bekanntgabe, ob der Name/Firma der an der Konsultation teilnehmenden Person im Bericht veröffentlicht werden darf. Die Teilnehmer der Konsultation nehmen zur Kenntnis, dass APG als vertraulich gekennzeichnete Informationen mit dem BMK, der Europäischen Kommission und E-Control zum Zweck der Notifikation der staatlichen Beihilfe für die Netzreserve – bei gleichzeitiger Gewährleistung der Vertraulichkeit gegenüber Dritten – teilen kann. Der Bericht wird auf der

---

<sup>5</sup> Dieser Aspekt ist für die gegenständliche Konsultation ohne Relevanz, weil die Teilnahme von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von mehr als 20 MW die Abgabe einer verbindlichen Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs 1 EIWOG 2010 erfordert. Dementsprechend werden keine Neuinvestitionen beanreizt, sondern nur bestehende Kapazität, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich ist, verfügbar gehalten.

<sup>6</sup> <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Netzreservebericht+2023.pdf/cf96deb0-987c-c7ea-ea4f-781d6964ef67?t=1706701926756>



Homepage von APG unter <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/konsultation-netzreserve/> veröffentlicht.

Stellungnahmen müssen in Form eines PDF an „[netzreserve@apg.at](mailto:netzreserve@apg.at)“ übermittelt werden.

Die Frist zur Abgabe von Stellungnahmen läuft von 26.04.2024 bis 07.06.2024.



## 1. Konsultationsgegenstand

In der Folge werden Änderungsvorschläge zur Verbesserung des Netzreservebeschaffungsmechanismus beschrieben.

Es wird zusätzlich eingeladen, auch über die in diesem Dokument enthaltenen Änderungsvorschläge hinausgehend, zum bestehenden Netzreservemechanismus, der gesetzlich in den §§ 23a-23d und 52 EIWOG 2010 implementiert wurde, Stellung zu nehmen.<sup>7</sup>

In den folgenden Unterpunkten folgt ein Überblick zur aktuellen Netzreserve und dem Finanzierungsmechanismus.

### 1.1. Übersicht zur aktuellen Netzreserve

Der aktuelle Netzreservemechanismus garantiert die Verfügbarhaltung von Redispatch-Kapazitäten. Anbieter müssen ihre Anlagen (Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten), mit wenigen Ausnahmen, während der Teilnahme an der Netzreserve exklusiv für die Erbringung von Redispatch verfügbar halten und dürfen somit nicht am Markt teilnehmen.

Der Netzreservebedarf wird jährlich durch den Regelzonenführer APG („RZF“), in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde E-Control zu Methodik und Eingangsdaten, auf Basis der Systemanalyse ermittelt.<sup>8</sup> Die Durchführung der Systemanalyse folgt einem Prozess der ständigen Verbesserung.

Der RZF beschafft die Netzreserve in einem marktbasieren, diskriminierungsfreien und transparenten Beschaffungsprozess. Die folgenden Personen können an der Netzreserveausschreibung teilnehmen: Erzeuger<sup>9</sup>, Verbraucher, Aggregatoren und ausländische Erzeuger<sup>10</sup> mit einer Mindestleistung von 1 MW und einer Mindestverfügbarkeit von 6 Stunden.<sup>11</sup> Die Teilnahme von Erzeugern mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW ist an die Abgabe einer temporären, temporär saisonalen oder endgültigen Stilllegungsanzeige gebunden. Weiters gilt für die Teilnehmer an der Netzreserve ein Emissionslimit von 550g CO<sub>2</sub>/kWh Elektrizität und es dürfen keine radioaktiven Abfälle entstehen.<sup>12</sup> Der RZF schreibt Produkte mit einer Dauer von 6 Monaten, 12 Monaten und – allfällig – 24 Monaten aus.

Der Ausschreibungsprozess ist in zwei Phasen gegliedert: (i) Interessensbekundungsphase und (ii) Angebotsphase. Die Interessensbekundungsphase wird jährlich bis Ende Februar gestartet. Zeitgleich werden die notwendigen technischen Rahmenbedingungen zur Teilnahme, der Lieferzeitraum, der maximale Netzreservebedarf (MW) und die ausgeschriebenen Produkte veröffentlicht.<sup>13</sup> Interessenten haben im Anschluss darauf 4 Wochen Zeit, um ihr Interesse zu bekunden.

---

<sup>7</sup> So insbesondere zum Konsultationsaspekt „*Methoden, um die Kosten der Maßnahme den Verbrauchern zuzuweisen*“ gemäß Rz 348 lit a (v) CEEAG. Die Kostenzuweisung erfolgt derzeit über die Verrechnung des gemäß § 52 EIWOG 2010 verordneten Netznutzungsentgelt durch APG an die Entnehmer. Eine Beschreibung des Finanzierungsmechanismus im Detail findet sich unter den Rz 83ff des Genehmigungsbeschlusses der Europäischen Kommission zur Netzreserve 2021 (SA.52263): <[https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases1/202150/SA\\_52263\\_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3\\_219\\_1.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202150/SA_52263_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3_219_1.pdf)> (Abgerufen am 04. März 2024).

<sup>8</sup> § 23a EIWOG.

<sup>9</sup> Erzeuger mit einer Leistung von größer 20 MW müssen eine verbindliche Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs 1 EIWOG 2010 abgeben.

<sup>10</sup> Eine galvanische Bindung zum österreichischen Netz ist notwendig.

<sup>11</sup> §23b Abs.1 EIWOG2010

<sup>12</sup> §23b Abs.4 EIWOG 2010

<sup>13</sup> §23b Abs.2 EIWOG 2010



Nach der Interessensbekundungsphase werden die Anlagen vom RZF auf Erfüllung aller Anforderungen überprüft. Alle präqualifizierten Interessenten werden im Anschluss dazu eingeladen ein Angebot in der Angebotsphase innerhalb von 4 Wochen abzugeben.<sup>14</sup> Der RZF wählt im Anschluss die günstigste Gebotskombination, die den Netzreservebedarf deckt, aus. Die Auswahl wird von E-Control überprüft und per Bescheid genehmigt. Mit den erfolgreichen Bietern schließt der RZF, nach Genehmigung der E-Control, Netzreserveverträge ab. Der RZF kann hierfür saisonale (Winter, Sommer), einjährige und zweijährige Verträge abschließen. Der Lieferzeitraum des saisonalen Sommerprodukts beträgt 1. Mai bis 30. September mit der Möglichkeit von jeweils einem Toleranzmonat am Beginn und Ende des Produkts. Das Winterprodukt läuft von 1. Oktober bis 31. März.<sup>15</sup> Der Kontrahierungszeitraum des einjährigen und zweijährigen Produkts läuft jeweils vom 1. Oktober des Ausschreibungsjahres. Während der Kontrahierungsdauer sind die Anlagen ausschließlich für die Netzreserve verfügbar zu halten. Eine Teilnahme am Markt ist unzulässig.<sup>16</sup> Nicht kontrahierte Anlagen müssen gemäß § 23a Abs. 1 EIWOG 2010 stillgelegt werden.

Kann der Bedarf durch die marktbasierende Ausschreibung nicht gedeckt werden, oder für den Fall, dass weniger als drei Gebote von unterschiedlichen Unternehmen gelegt wurden, kann E-Control gemäß § 23b Abs. 8 und § 23c EIWOG 2010 für die Bedarfsdeckung notwendige Anlagen mit einem Stilllegungsverbot zur Teilnahme an der Netzreserve verpflichten.

Während der Teilnahme an der Netzreserve gemäß §§ 23b Abs 7 und 8, 23c EIWOG 2010 ist es gemäß § 23d EIWOG 2010 unter strengen Voraussetzungen möglich, aus der Netzreserve auszusteigen und an den Markt zurückzukehren. Dabei muss gewährleistet sein, dass die Anlage weiterhin für Redispatch zur Verfügung steht, wie es bei fortgesetzter Teilnahme an der Netzreserve der Fall gewesen wäre, und es müssen – abgesehen von den Kosten, die während der Teilnahme an der Netzreserve angefallen sind – alle erhaltenen Vergütungen an den RZF zurückbezahlt werden. Darüber hinaus können Anlagen, die nicht für die Netzreserve ausgewählt wurden, auf die Stilllegung ihrer Anlagen gemäß der Stilllegungsanzeige verzichten, wenn sich die ursprünglich für die Abgabe der Stilllegungsanzeige maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben.

## **1.2. Methode der Zuweisung der Kosten der Netzreserve**

Die Netzreserve wird über das Netznutzungsentgelt gemäß § 52 EIWOG 2010 finanziert. Das Netznutzungsentgelt ist von allen Entnehmern zu entrichten. Die Kosten der Netznutzung, inklusive der Kosten der Netzreserve, werden gemäß der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 idgF („SNE-VO“) auf die untergeordneten Netze verteilt. Durch diese sogenannte Kostenwälzung werden den Entnehmern proportional die Kosten der vorgelagerten Netzebene(n) zugeordnet. Dies geschieht über die Brutto- und Nettomethode.

**Bruttomethode:** Dieses Verfahren wälzt die Netzkosten des Übertragungsnetzes basierend auf der gesamten im Übertragungsnetz und allen nachgelagerten Netzgebieten an Endverbraucher abgegebenen Energiemengen. Das Ergebnis wird als arbeitsbezogener Bruttotarif auf Basis der gesamten Abgabe im eigenen und den darunter liegenden Netzebenen abgegebenen Energiemengen verrechnet.

**Nettomethode:** Dieses Verfahren wälzt die Netzkosten basierend auf der bezogenen Energiemenge und Leistung der direkt angeschlossenen Entnehmer und Einspeiser. Das Ergebnis ist ein Nettotarif nach Arbeit und Leistung für jede Netzebene und jeden Netzbereich, mit höheren Kosten für jene Netzbereiche mit einer höheren Inanspruchnahme des vorgelagerten Netzes.

---

<sup>14</sup> §23b Abs.3 EIWOG 2010

<sup>15</sup> §7 Abs.61a EIWOG 2010

<sup>16</sup> §23b Abs.7 EIWOG 2010



Das bedeutet, dass über die Nettomethode gewälzte Kosten des Übertragungsnetzes jenen Netzbereichen verstärkt zugeordnet werden, die das Übertragungsnetz in einem größeren Ausmaß in Anspruch nehmen, als Netzbereiche, die beispielsweise einen höheren Anteil an Eigenversorgung aufweisen oder netzoptimiert aus dem Übertragungsnetz beziehen. Eine Wälzung nach Nettomethode beanreizt also die Entnehmer zu netzoptimiertem Verhalten. Aus diesem Grund werden die Kosten der Netzreserve gemäß der Nettomethode gewälzt.

Die Netznutzungsentgelte werden gemäß § 52 Abs. 3 EIWOG 2010 als Teil der SNE-VO veröffentlicht. Vor der Veröffentlichung der SNE-VO läuft eine öffentliche Konsultation.

Die Finanzierungsmethode wurde bereits zuvor von der Europäischen Kommission in den Rz 83 ff der Genehmigung der Netzreserve 2021 beurteilt.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> *European Commission*, SA.52263 – Austria Network reserve, C(2021) 4540 final; <[https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases1/202150/SA\\_52263\\_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3\\_219\\_1.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202150/SA_52263_20E5807D-0000-C89B-B24B-584BCDD907C3_219_1.pdf)>



## 2. Änderungsvorschläge

Die folgend beschriebenen Änderungsvorschläge sind Gegenstand einer öffentlichen Konsultation gemäß Rz 348 CEEAG über die Angemessenheit und die Auswirkungen der zu notifizierenden Maßnahmen auf den Wettbewerb.

Die Durchführung der Systemanalyse folgt einem Prozess der ständigen Verbesserung.

### 2.1. Verringerte Teilnahmekriterien zur Erweiterung des Interessentenkreises<sup>18</sup>

#### **Inhalt: Reduzierte Mindestabrufdauer für einen Teil des Bedarfs**

Die Teilnahmekriterien der Netzreserve sind derartig ausgestaltet, dass die teilnehmenden Anlagen unter Einhaltung verschiedener technischer Kriterien über die gesamte Produktdauer für das Engpassmanagement zur Verfügung stehen müssen. Die Teilnahmekriterien können durch eine einzelne Anlage oder durch Aggregation mehrerer Anlagen erfüllt werden, wobei bei Aggregation das Poolingkonzept der Anlagen sicherstellen muss, dass die technischen Kriterien eingehalten werden. Ein sequenzieller Einsatz aggregierter Anlagen ist zulässig, solange die angebotene Leistung zu jedem Zeitpunkt für Redispatch zur Verfügung steht.

Eine breite Reduktion der Anforderungen zur Verfügbarhaltung wäre mit einer Reduktion der Versorgungssicherheit in Österreich und Europa verbunden. Für die selten auftretenden Lastspitzen im Engpassmanagement, die von kurzer Dauer sind, wäre aber dennoch in angemessenem Maße eine Lockerung der Teilnahmekriterien für die Produktzeiträume anzudenken, um auf einen größeren Bieterkreis zugreifen zu können und die Netzreservekosten zu reduzieren.

**Es wird deshalb vorgeschlagen, die Netzreserve in zwei Netzreservequalitäten zu segmentieren und für einen festzusetzenden Anteil der Netzreserve von bis zu 10 % eine Teilnahme mit verringerten Kriterien zu ermöglichen. Bei der vorliegenden Anpassung ist es angedacht, für diese bis zu 10 % die Mindestabrufdauer von bisher 6 Stunden auf 3 Stunden zu reduzieren.**

Der Anteil von Netzreserveverträgen mit reduzierter Mindestabrufdauer wird basierend auf historischen Daten zu maximalen Redispatchleistungen und den operativen Erfahrungen der APG für die Aktivierung der Netzreservekraftwerke festgelegt. Bei der erstmaligen Einführung wird die Festsetzung eines Anteils iHv bis zu 10% vorgeschlagen, um damit die benötigte operative Erfahrung zu sammeln. In weiterer Folge soll dieser Anteil jährlich unter der Aufsicht der Regulierungsbehörde evaluiert und gegebenenfalls angepasst werden.

Nach Evaluierung der Erfahrungen aus den Ausschreibungen, kann der Anteil auf Vorschlag von APG und nach Abstimmung mit E-Control erhöht werden, soweit gewährleistet ist, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden können.

#### **Technische Anforderungen:**

Um diese Segmentierung zu ermöglichen sind durch den Regelzonenführer angepasste technische Eignungskriterien zu erarbeiten. Der Ausschreibungsprozess auf der TSO-Seite muss dahingehend angepasst werden, dass die Berechnung und Auswahl der günstigsten Kombination an Anlagen mit den neuen mathematischen Einschränkungen funktioniert. (bspw. muss der Auswahlmechanismus

<sup>18</sup> Konsultationsaspekte „Beihilfefähigkeit“ und „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (i) und (iii) CEEAG.





nun berücksichtigen, dass maximal 10 % der finalen Auswahl geringere Mindestabrufdauern haben dürfen.)

### **Regulatorische Anforderungen:**

Aktuell sind die möglichen Netzreserveprodukte in Länge und Beschaffenheit detailliert durch den gesetzlichen Rahmen vorgezeichnet. Die in Frage kommenden Produkte sind in § 23b Abs 2 EIWOG 2010 definiert und eine Abweichung ist aktuell nicht möglich.

Ebenso sind in § 23b Abs 1 Z 2 EIWOG 2010 die Mindesteinsatzzeiten für Entnehmer mit 6 Stunden per Gesetz festgelegt. Um eine Erleichterung in Form der Reduktion der Mindesteinsatzzeiten auf 3 Stunden einzuführen, ist eine gesetzliche Anpassung erforderlich.

Die obenstehend beschriebenen Änderungsvorschläge zur Reduzierung der Mindestabrufdauer für einen Teil des Bedarfs müssten gesetzlich abgebildet werden.

## **2.2. Teilnahme flexibilisieren (Beteiligungsaussetzen)<sup>19</sup>**

### **Inhalt: Erweiterung zur Möglichkeit des Beteiligungsaussetzens, Stilllegungsanzeigen flexibilisieren.**

Veränderte energiewirtschaftliche Bedingungen, wie zeitlich schwankende Strom- und Primärenergiepreise können dazu führen, dass Anlagen, deren Verfügbarhaltung durch die Netzreserve gesichert ist, für bestimmte Zeiträume am Strommarkt teilnehmen können und sich somit aus Markterlösen finanzieren können und dadurch keine Zahlungen aus der Netzreserve benötigen. Eine Möglichkeit für diese Anlagen, oder Anlagen welche aufgrund anderer Ursachen (z.B. Revisionen) nicht für die vorgesehenen Produktzeiträume verfügbar sind, für definierte Zeiträume die Teilnahme an der Netzreserve ruhend zu stellen, um z.B. an anderen Märkten teilzunehmen, reduziert in diesen Zeiträumen den Bedarf an Netzreserve und die damit verbundenen Kosten. Die Möglichkeit zur Aussetzung der Beteiligung an der Netzreserve besteht nur einmalig für den betreffenden Produktzeitraum. Eine Rückkehr in die Netzreserve ist damit innerhalb des Zeitraums der Beteiligungsaussetzung nicht zulässig.

(Zum Beispiel: Ein Teilnehmer der Netzreserve wird für ein Sommerprodukt von 1. April bis 30. September kontrahiert. Somit besteht die Möglichkeit die Beteiligung an der Netzreserve auf Monatsbasis in diesem Zeitraum auszusetzen, so etwa beispielsweise im August. Im August kann der Teilnehmer am Markt agieren und wird im Gegenzug nicht kompensiert, es verbleibt jedoch die Verpflichtung für EPM-Abrufe verfügbar zu sein. Das Aussetzen der Beteiligung im August beeinflusst die Teilnahme in der restlichen Kontrahierungsperiode nicht. Das heißt, dass der Teilnehmer ab September – entsprechend des abgeschlossenen saisonalen Netzreservevertrags – wieder ausschließlich für die Netzreserve verfügbar ist.)

Die Aussetzung der Teilnahme an der Netzreserve hat auch die Aussetzung der Zahlungen im Rahmen der Netzreserve zur Folge. Teilnehmer, die ihre Teilnahme an der Netzreserve aussetzen, müssen sich daher für die Dauer der Aussetzung ausschließlich über die Energiegroßhandelsmärkte finanzieren. Umgekehrt erhalten die Marktteilnehmer während der Teilnahme an der Netzreserve

---

<sup>19</sup> Konsultationsaspekt „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (iii) CEEAG.



keine Vergütung von den Energiegroßhandelsmärkten, da die Teilnahme an den Energiegroßhandelsmärkten für die Dauer der Teilnahme an der Netzreserve verboten ist.<sup>20</sup>

Weiters führt die Verbindlichkeit der Stilllegungsanzeigen dazu, dass Anlagen aktuell nach der Abgabe ihrer Meldung an ihre Stilllegungsanzeige gebunden sind. Auch bei veränderter Marktlage ist im Gesetz eine Rückkehroption – abgesehen von der Nutzung der gesetzlich vorgesehenen Toleranzmonate bei saisonalen Netzreserveverträgen – nur nach Genehmigung durch die Regulierungsbehörde vorgesehen. Eine Option diese Stilllegungsmeldungen zu korrigieren, könnte zu einer Verringerung des Netzreservebedarfs beitragen.

**Deshalb wird vorgeschlagen, die Möglichkeit für die Netzreserve Anlagen zu schaffen auf Basis monatlicher Zeitscheiben die Sicherung durch die Netzreserve ruhend zu stellen. Eine Rückkehr in die Netzreserve nach der Beteiligungsaussetzung ist für die Monatsperiode nicht möglich.**

**Dabei ist eine Vorlaufzeit in der Höhe von 8 Wochen vor dem kontrahierten Monat zu einzuhalten. Durch den ausgesprochenen monatlichen Austritt der Anlagen aus der Netzreserve wird für den genannten Monat grundsätzlich die Zahlungsverpflichtung für die entsprechende Leistungsvorhaltung seitens des Teilnehmers ausgesetzt. Jegliche Verpflichtungen zum Einsatz für das Engpassmanagement (Redispatch) bleiben davon unberührt und weiterhin vollinhaltlich aufrecht.**

Im Sinne der Flexibilisierung wird zusätzlich vorgeschlagen, eine Möglichkeit zur Anpassung der abgegebenen Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs 1 EIWOG 2010 zu schaffen. Die Teilnehmer sind besonders eingeladen, ihre Meinung zu der Frist für die Einreichung von Stilllegungsmeldungen zu äußern.

#### **Technische Anforderungen:**

Die Möglichkeit zur Ruhendstellung der Teilnahme an der Netzreserve als auch die Möglichkeit zur Anpassung der Stilllegungsmeldungen dürfen das Niveau an Netz- und Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigen. Eine Änderung kann daher nur in Form einer Ruhendstellung der Teilnahme an der Netzreserve oder eines Rücktritts von der Stilllegungsanzeige erfolgen, eine spontane Stilllegung oder ein spontaner Eintritt in die Netzreserve ist weiterhin unzulässig. Die Verpflichtungen zur Erbringung des Engpassmanagements (Redispatch) bleiben davon unberührt und gelten weiterhin in vollem Umfang.

Beschließt ein Anbieter die Teilnahme an der Netzreserve auszusetzen, so muss dieser dennoch versichern, dass die Anlage weiterhin im selben Ausmaß für das Engpassmanagement zur Verfügung steht, wie es der Fall wäre, wenn die Anlage in der Netzreserve verbleibt, außer die Erzeugungsanlage ist bereits am Markt aktiv.

Die Verpflichtung, dem Regelzonenführer temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungsanzeigen für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres zu übermitteln, bleibt davon unberührt. Diese bilden die Basis für die Systemanalyse und die Dimensionierung des Netzreservebedarfs gemäß § 23a Abs 2 EIWOG 2010.

#### **Regulatorische Anforderungen:**

In der aktuellen Fassung des Gesetzes ist es gemäß § 23d EIWOG 2010 nur erlaubt einmalig eine Verkürzung der Netzreserveverträge vorzunehmen. Es sollte die Vornahme einer Anpassung

---

<sup>20</sup> § 23b Abs. 7 EIWOG 2010.



überlegt werden, welche es dem Regelzonenführer erlaubt einen Prozess zu definieren, über den ein mehrmaliges monatliches Aussetzen der Netzreserveerbringung im Kontrahierungszeitraum ermöglicht wird.

### **2.3. Monatsprodukte für Netzreserve<sup>21</sup>**

Alternativ oder zusätzlich zu der vorgeschlagenen Änderung in Punkt 2.2, soll es die Möglichkeit geben, Netzreserveleistung auf monatlicher Basis zu kontrahieren.

Dies trägt einerseits der Tatsache Rechnung, dass auch der Netzreservebedarf nicht konstant ist. Andererseits sind kürzere Produkte potenziell attraktiver für industrielle Anlagen (Erzeugung oder Last), da es einfacher ist die betrieblichen Rahmenbedingungen mit den Anforderungen des Partialmarkts der Netzreserve zu kombinieren. Monatliche Produkte können außerdem dafür genutzt werden, um Revisionszeiträume der saisonal oder jährlich kontrahierten Anlagen zu überbrücken, ohne damit eine zu hohe Kapazität im restlichen Zeitraum des Jahres zu kontrahieren.

Das Monatsprodukt wird analog zu den bestehenden Produkten im bestehenden jährlichen Prozess beschafft und kann von Stromerzeugungsanlagen nur angeboten werden, wenn für den entsprechenden Zeitraum eine Stilllegungsanzeige abgegeben wurde.

#### **Technische Anforderungen:**

Eine Änderung der Produktgranularität erfordert auch gewisse Anpassungen in den Beschaffungsmechanismen und Prozessen. Dies aus dem Grund, dass die Einführung zusätzlicher monatlicher Blöcke die kombinatorische Komplexität der zugrundeliegenden Optimierung signifikant erhöht (jede Anlage erhöht die Komplexität um  $2^{12}$ ), wodurch zusätzliche Einschränkungen für nicht zulässige Kombinationen benötigt werden. Der Prozess muss auch so weit angepasst werden, dass ein Kriterium dafür gefunden wird, wann ein Monatsangebot besser als ein saisonales Angebot oder Jahresangebot ist. Eine Inkludierung von Monatsprodukten ist deshalb wahrscheinlich kurzfristig nicht möglich. Eine Umsetzung im Zeitraum der ersten beiden Ausschreibungen nach der Genehmigung durch die Europäische Kommission erscheint jedoch realistisch.

#### **Regulatorische Anforderungen:**

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.

### **2.4. Möglichkeit zur Umstellung auf kostenbasierte Beschaffung<sup>22</sup>**

#### **Inhalt: Umstellungsoption auf kostenbasierte Kompensation**

<sup>21</sup> Konsultationsaspekte „Geeignetheit“, „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ und „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348(a)(i), (ii) und (iii) CEEAG.

<sup>22</sup> Konsultationsaspekte „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ sowie „falls keine Ausschreibung durchgeführt wird: die Annahmen und Daten, auf die sich die Quantifizierung stützt, anhand deren die Angemessenheit der Beihilfe nachgewiesen wird, einschließlich Kosten, Einnahmen, Betriebsannahmen und Lebensdauer sowie der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC)“ gemäß Rz 348 lit a (ii) und (iv) CEEAG.



Ausgehend vom 2. Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gem. § 23b Abs. 10 EIWOG 2010<sup>23</sup> zeigen die Erfahrungen der ersten drei Ausschreibungen für die Netzreserve, dass das Ziel, einen gut funktionierenden und möglichst offenen Markt zu schaffen, um alternatives Angebotspotenzial zu beanreizen, noch nicht ausreichend war. Es müssen weitere Anstrengungen unternommen werden, um Demand Response und grenzüberschreitende Redispatch-Ressourcen einzubeziehen. Andererseits birgt die Beschaffung der Netzreserve in einem ineffizienten Markt mit pivotalen Marktteilnehmern ein hohes Risiko, dass die Netzkunden zu viel für die Netzreserve bezahlen. Für den Fall, dass die Wettbewerbsintensität nicht allgemein anerkannten Wettbewerbsindikatoren entspricht, ist daher ein Fallbackmechanismus vorzusehen, dessen allfälliger Einsatz in jedem Beschaffungszeitraum zu bewerten ist.

In Fällen in denen ein wettbewerbliche Beschaffung der Netzreserve nicht oder nicht sinnvoll möglich ist, soll ein kostenbasiertes Beschaffungsverfahren durchgeführt werden, falls sich auf dem Teilmarkt der „Netzreserve“ anhand vorab festgesetzter Messkriterien eine Liquiditätsknappheit zeigen sollte.

### **Die Beschaffung der Netzreserve mittels wettbewerblicher Ausschreibungen ist weiterhin der Standardprozess.**

Gibt es während des Beschaffungsprozesses substantielle Hinweise auf einen illiquiden Markt, wird eine kostenbasierte Beschaffung geprüft. Kriterien für substantielle Hinweise auf einen illiquiden Markt sind, dass die Kapazität der potenziellen Anbieter auf der Grundlage der Stilllegungsmeldungen weniger als X % des Netzreservebedarfs beträgt oder dass es mindestens einen pivotalen Anbieter gibt, der für die Deckung des Netzreservebedarfs notwendig ist. Die kostenbasierte Beschaffung würde nachfolgenden Grundsätzen erfolgen:

1. Reduktion des NR-Bedarfs um die Menge an NR, die über das neue Flexibilitätsprodukt beschafft werden soll (siehe Unterabschnitt 2.5)
2. Alle Erzeugungsanlagen mit Stilllegungsmeldungen sind verpflichtet, ihre voraussichtlichen Aufwendungen und Kosten im Hinblick auf die Bereitstellung der benötigten Netzreserve offen zu legen
3. Die Regulierungsbehörde prüft die Plausibilität dieser Kosten und reiht die Anlagen nach den vorgelegten Kosten und der Effektivität der Anlage zur Beseitigung typischer Engpässe.
4. Der Regelzonenführer deckt dann den Netzreservebedarf durch den Abschluss von Netzreserveverträgen zu den niedrigsten Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Effizienz der Anlage zur Behebung typischer Engpässe.
5. Die Abrechnung der Stilllegungskosten erfolgt nachträglich auf der Basis der tatsächlich entstandenen Kosten bei vollständiger Erfüllung des NR-Vertrages mit dem Regelzonenführer, wobei diese nicht höher sein dürfen als die als rangrelevant angegebenen Kosten.

Grundlage für die Kostenprüfung ist § 23c EIWOG 2010, mit einigen geringfügigen Anpassungen, insbesondere:

Den Betreibern sind jährlich die mit der Bereitstellung der Netzreserve verbundenen wirtschaftlichen Nachteile und Kosten im Vergleich zu den mit der Stilllegung verbundenen Kosten abzugelten. Folgende Positionen sind zu entschädigen:

1. betriebliche Aufwendungen und Kosten, die für die Bereitstellung betriebsbereiter Kraftwerke erforderlich sind, wobei diejenigen Aufwendungen und Kosten abzuziehen sind, die im Szenario

<sup>23</sup> <https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Netzreservebericht+2023.pdf/cf96deb0-987c-c7ea-ea4f-781d6964ef67?t=1706701926756>



der Stilllegung oder des Rückbaus anfallen würden. Die folgenden Komponenten mit Fixkostencharakter sind in jedem Fall enthalten:

- Materialkosten,
  - Personalkosten und
  - Instandhaltungskosten, die in direktem Zusammenhang mit der Leistungserbringung stehen;
2. alle betrieblichen Aufwendungen und Kosten, die zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft aus dem Zustand der Stilllegung oder Erhaltung des Kraftwerks erforderlich sind;
  3. nachweislich notwendige Ersatz- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistung für den betreffenden Produktzeitraum und zur Sicherstellung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbots. Daraus resultierende Kapitalkosten (anteilige Finanzierungskosten und anteilige Abschreibungen) sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbot zu berücksichtigen und angemessen zu verzinsen;
  4. den alters- und abnutzungsbedingten Werteverlust des Kraftwerks während der Dauer des Stilllegungsverbots, ausgehend von den nachprüfbaren Buchwerten zum 31. Dezember des Vorjahres.

Die folgenden Kostenbestandteile sind nicht anerkennungsfähig:

1. Aufwendungen und Kosten, die aufgrund eines Vertrages gemäß § 23 Abs. 2 Z. 5 EIWOG 2010 oder § 121 EIWG-Entwurf zweiter Satz abgegolten werden;
2. Finanzierungs- und Kapitalkosten;
3. allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber im Falle einer endgültigen Stilllegung aus der Veräußerung des Betriebsvermögens des Kraftwerks entgangen wären
4. Opportunitätskosten jeglicher Art;
5. betriebliche und periodenfremde Aufwendungen sowie außerordentliche Aufwendungen;
6. vom Kraftwerksbetreiber schuldhaft verursachte Aufwendungen und Kosten;
7. allfällige Buchwertänderungen, die auf vergangene Entschädigungen für die Erbringung von Dienstleistungen zurückzuführen sind.

**In Ergänzung zu den derzeit geltenden Bestimmungen gemäß §§ 23b Abs. 8 und 23c Abs. 1 EIWOG 2010 ist daher eine Änderung der gesetzlichen Bestimmungen vorzunehmen, wonach bei Anzeichen eines illiquiden Marktes (z.B. die flexible Kapazität der potentiellen Lieferanten auf Basis der Stilllegungsmeldungen ist geringer als X% des Netzreservebedarfs, oder es gibt einen pivotalen Lieferanten, ohne den der Netzreservebedarf nicht gedeckt werden kann) auf eine kostenbasierte Beschaffung umgestellt werden kann. Die Entscheidung für einen Wechsel sollte vor Beginn des Beschaffungsverfahrens und der Aufforderung zur Interessenbekundung getroffen werden.**

**Im Falle einer kostenbasierten Beschaffung wird die Regulierungsbehörde als das Organ definiert, das die eingereichten Kosten validiert.**

#### **Technische Anforderungen:**

Aus technischer Sicht muss auch eine kostenbasierte Erbringung der Netzreserve sicherstellen, dass die zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs notwendigen Anlagen für die Erbringung von Engpassmanagement gesichert und erhalten werden.

Im Beschaffungsprozess muss ein geordneter Ablauf definiert werden, welcher den Übergang von einer marktbasierter Beschaffung zu einem kostenbasierten Verfahren festlegt. Der Übergang zu einem kostenbasierten Verfahren soll zu einem Zeitpunkt erfolgen, der es dem Regelzonenführer und den Anlagenbetreibern erlaubt, bei der Erstellung der Beschaffungsunterlagen bzw. Einreichung



der Angebote zu wissen, welcher Verfahrenstyp gewählt wurde. Dadurch sollen eine Aufwandserhöhung und Zeitverzögerungen im Verfahren vermieden werden.

Die Kostenprüfung der Anlagebetreiber erfolgt im Falle kostenbasierter Beschaffung durch E-Control. Der Modus der Kostenermittlung sollte nach den in § 23c Abs 2 und 3 EIWOG 2010 normierten Grundsätzen erfolgen.

Die Entscheidung, ob die Ausschreibung markt- oder kostenbasiert durchgeführt wird, wird entsprechend der Anforderung der Rz 49 lit b CEEAG zeitgerecht veröffentlicht.

#### **Regulatorische Anforderungen:**

Die entsprechenden Anpassungen zur Einführung einer „**Umstellungsoption auf kostenbasierte Kompensation**“ sind im gesetzlichen Regelwerk zu berücksichtigen.

### **2.5. Bedarfsdeckung der Netzreserve durch neues Flexibilitätsprodukt<sup>24</sup>**

#### **Inhalt: Flexibilisierung des Produkts für einen Teil der Netzreserve**

Das starke Wachstum erneuerbarer Energien erfordert den verstärkten Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen in den verschiedenen kurzfristigen Marktsegmenten. Die Verankerung solcher Flexibilitätsdienstleistungen ist als grundsätzliches Prinzip der europäischen Strommarktreform vorgesehen, um den steigenden Bedarf an Flexibilität im Stromsystem zu decken, so auch die Notwendigkeit der Netzreserve. Die Netzreserve in ihrer aktuellen Form ist technologieneutral, wobei ein neues flexibles Produkt eine niedrigere Eintrittsbarriere in den Partialmarkt der Netzreserve darstellen kann und die Teilnahme von flexiblen Anbietern wie Batteriespeichern, kleinen Erzeugern und Demand-Response Anlagen ermöglicht.

Die aktuelle Netzreserve sieht eine Deckung des Flexibilitätsbedarfs in Produktblöcken mit einer Länge von 6 Monaten, 12 Monaten und 24 Monaten vor.

Um die Einbindung neuer, kleinerer flexibler Einheiten in die Netzreserve zu beanreizen, soll die Möglichkeit vorgesehen werden, einen Teil der Netzreserve durch neue, an diese Anlagen besser angepasste Produkte zu erbringen. **Somit wird vorgeschlagen in einer monatlichen Ausschreibung einen Leistungsmarkt für Flexibilitäten („Netzreserve-Flexibilitätsprodukt“) einzurichten.**

#### **Technische Anforderungen:**

Das Vorliegen der digitalen Infrastruktur (bspw. Flexibilitätsplattform gemäß Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz) zur Beschaffung und Steuerung von Engpassmanagement durch kleinere flexible Einheiten ist eine Grundvoraussetzung für eine Entwicklung in diese Richtung.

Erst nach erfolgreicher Erprobung der Erbringung und Skalierung eines marktbasieren Engpassmanagementprodukts (siehe auch der Konsultationsentwurf zur Erlassung eines *Network Code for Demand Response*, Festlegung von Produkten), kann die Nutzung des Energieprodukts um den Aspekt der Leistungsvorhaltung erweitert werden.

---

<sup>24</sup> Konsultationsaspekte „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ und „Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (ii) und (iii) CEEAG.



Die wesentlichen Merkmale des Netzreserve-Flexibilitätsprodukts werden wie folgt vorgeschlagen.

- Technologieoffen für alle Anlagen ohne Stilllegungsmeldung, also etwa Erzeugung, Demand-Response und Speicher
- Monatliche marktbasierter Kapazitätsausschreibung<sup>25</sup> von bis zu [XX] MW im festgelegten geographischen Bereich Y, zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen
- Abruf der gesicherten Kapazitäten im Day-Ahead Prozess für den nächsten Tag
- Angebotspreise limitiert mit [XX] €/MWh, zu einem späteren Zeitpunkt festzulegen
- Energieangebote mit 1h Länge

Bei der erstmaligen Einführung des „Netzreserve-Flexibilitätsprodukts“ wird eine Festsetzung der Kapazitätsausschreibung des „Netzreserve-Flexibilitätsprodukt“ bis zu 40 MW für die Dauer von einem Jahr vorgeschlagen. Dieser Wert wurde so festgelegt, dass das neue Produkt groß genug ist, um die Belastung von 220kV- und 380kV-Leitungen zu verändern, aber klein genug, um Probleme in der Startphase zu vermeiden. Dieser Wert wird jährlich evaluiert und angepasst. Nach gebührender Berücksichtigung, insbesondere des Umstands, dass die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zur jeder Zeit sichergestellt werden kann, kann der Anteil an dem Netzreserve-Flexibilitätsprodukt auf Vorschlag von APG nach Abstimmung mit E-Control erhöht werden.

Das Preislimit wird von E-Control bzw. von APG in Abstimmung mit E-Control festgesetzt. Der Ausschreibungszeitpunkt wird von APG in Abstimmung mit E-Control festgesetzt.

Bei der Festlegung der zu beschaffenden Leistung des monatlichen auszuschreibenden Netzreserve-Flexibilitätsprodukts ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit besonders auf die festzusetzende Höhe der auszuschreibenden Kapazität zu achten. Die vorgesehene Produktdauer (z.B. monatlich) stellt eine wesentliche Reduzierung der Vorhaltdauer im Vergleich zum Bestandprodukt (saisonal, jährlich oder 2-jährlich) dar und die Ausschreibung wird mit kürzerer Vorlaufzeit und ohne Erfordernis der Abgabe von Stilllegungsanzeigen durchgeführt, wodurch das Produkt keine durchlaufende Sicherung abbildet. Weiters ist die Erfahrung über die Liquidität und das Bieterverhalten seitens des Regelzonenführers noch sehr gering, daher ist die durch das Flexibilitätsprodukt auszuschreibende Kapazität am Beginn gering zu halten und kann gegebenenfalls nach Analyse der Liquidität und des Bieterverhaltens stufenweise erhöht werden.

### **Regulatorische Anforderungen:**

§ 23b Abs 2 EIWOG 2010 legt die Produktlänge abschließend fest, womit keine Möglichkeit zur Modifikation der Produktlänge besteht. **Eine Anpassung des Gesetzes ist daher notwendig, um das Produkt „Netzreserve-Flexibilität“ zu ermöglichen, welches zur Deckung des Netzreservebedarfs eingesetzt werden kann.**

Aufgrund der geringeren zeitlichen Auflösung und stärkeren Einbeziehung neuer flexibler Einheiten ist für diese Produkte eine andere Zeitschiene in der Beschaffung, z.B. monatlich rollierend vorzusehen. Die Produkte sind parallel zum bestehenden Netzreserve-Prozess zu beschaffen.

<sup>25</sup> Bei entsprechender Liquidität auf Kurzfristmärkten (Flexibilitätsmärkten) könnten Kapazitätsausschreibungen auch aufgrund der sichergestellten Verfügbarkeit von ausreichenden Potentialen teilweise oder zur Gänze entfallen. Dies wäre in der Systemanalyse zu berücksichtigen.



## **2.6. Abschaffung des 24-Monats Produkts<sup>26</sup>**

### **Inhalt: Abschaffung des 24-Monats Produkts**

Als Produkte in der Netzreserveausschreibung kommen nach den derzeitigen gesetzlichen Vorgaben Produkte mit einer Laufzeit von (i) 6 Monaten, (ii) 12 Monaten und (iii) 24 Monaten in Betracht.<sup>27</sup>

Aus operativer Sicht ist die Produktdauer eine essenzielle Komponente zur Deckung des Netzreservebedarfs. Die deutschen ÜNB kontrahieren Netzreserven für eine Dauer von bis zu 72 Monaten. Die von der Europäischen Kommission für das derzeitige Netzreservesystem in Österreich genehmigten 12- oder 24-monatigen Produkte sind deutlich kürzer und bieten dem ÜNB weniger Vorhersehbarkeit. Gleichzeitig bieten sie mehr Möglichkeiten für den Einsatz (nicht-fossiler) flexibler Ressourcen, vorausgesetzt, es werden Anreize für deren Entwicklung und Marktdurchdringung geschaffen. Außerdem ist der Bedarf an Netzreserve in hohem Maße mit der Entscheidung über die Stilllegung von Kraftwerken verbunden, die eine Voraussetzung für jeden Netzreservevertrag für Erzeugungseinheiten >1 MW ist.

Das 24-Monats Produkt für Netzreserve wurde bei der aktuellen Netzreserve-Gestaltung seit dem Jahr 2021 zur potenziellen langfristigeren Absicherung eingeführt. In den letzten zwei Beschaffungsjahren wurde die Möglichkeit dennoch nicht aktiv benützt.

Es wird dazu eingeladen, Stellung für oder gegen die Beibehaltung des 24-Monats Produkts zu nehmen.

Die Teilnehmer an der Konsultation werden auch gebeten, sich dazu zu äußern, ob die Einführung alternativer Produktlängen zusätzlich zu den derzeit implementierten 6-/12-/24-Monats-Produkten im bestehenden jährlichen Beschaffungsprozess (z. B. Ein-Monats-Produkt) die Teilnahme an der Netzreserve erleichtern würde.

### **Regulatorische Anforderungen:**

Die entsprechenden Anpassungen einer Abschaffung des 24 Monats Produkts und die Einführung zusätzlicher Produktdauern wären im gesetzlichen Rahmen zu implementieren.

## **2.7. Lange Revisionen und/oder sonstige Nichtverfügbarkeiten als Hinderungsgrund für die Teilnahme an der Ausschreibung<sup>28</sup>**

Frühere Ausschreibungsverfahren haben gezeigt, dass die derzeitige Ausgestaltung der Netzreserve zu Grenzfällen führen kann, in denen eine optimale Kontrahierung der Netzreserve aufgrund technischer Nichtverfügbarkeiten in Frage gestellt wurde.

Um die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für die Beschaffung der Netzreserve zu maximieren, wird klargestellt, dass die Dauer von Revisionen und sonstigen Nichtverfügbarkeiten die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren für die Beschaffung der Netzreserve nicht ausschließt, wenn die Revisionsdauer und/oder sonstige Nichtverfügbarkeit zumindest nicht mehr als 50 % der jeweiligen maximalen Produktlaufzeit beträgt.

<sup>26</sup> Konsultationsaspekt „vorgesehene Nutzung und vorgesehener Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige vorgesehene Ausnahmen“ gemäß Rz 348 lit a (ii) CEEAG.

<sup>27</sup> § 23b Abs 2 EIWOG 2010.

<sup>28</sup> Konsultationsaspekt „Geeignetheit“ gemäß Rz 348 lit a (i) CEEAG.





Im Falle, dass eine Anlage eine Verfügbarkeit von unter 50% für das gewünschte Produkt aufweist, hat der Anbieter die Möglichkeit für das monatliche Produkt im Y-1 Ausschreibungsprozess gemäß Punkt 2.3 oder beim Ausschreibungsprozess für das Flexibilitätsprodukt gemäß Punkt 2.5 mitzumachen, sofern das Kriterium der Mindestverfügbarkeit für diese Produkte erfüllt ist.

Angebote mit geringer Verfügbarkeit können zu höheren Kosten führen, da für sie möglicherweise zusätzliche Kapazitäten kontrahiert werden müssen, um so den Zeitraum der Nichtverfügbarkeit zu kompensieren. Dennoch, sofern es die kostengünstigste Variante darstellt, um den Netzreservebedarf zu decken, können Anlagen mit geringen Verfügbarkeiten kontrahiert werden.

Werden Anlage mit unzureichender Verfügbarkeit aus dem Beschaffungsprozess ausgeschlossen, können sie dennoch über den Ausspruch eines Stilllegungsverbot durch E-Control gemäß § 23c Abs. 1 EIWOG 2010 kontrahiert werden, wenn sie zur Deckung des Netzreservebedarfs erforderlich sind.

#### **Regulatorische Anforderungen:**

Aufnahme dieser Klarstellung in die gesetzlichen Bestimmungen.

#### **2.8. Veröffentlichung des Netzreservebedarfs<sup>29</sup>**

Der Zeitpunkt der Veröffentlichung des Netzreservebedarfs kann einen substanziellen Einfluss auf das Bieterverhalten und auf die Gebotsstruktur haben.

Um strategisches Bieterverhalten möglichst zu verhindern, soll der Netzreservebedarf erst nach Abschluss des Ausschreibungsverfahrens veröffentlicht werden.

#### **Regulatorische Anforderungen:**

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.

#### **2.9. Reduzierung des Schwellenwerts für Stilllegungsanzeigen auf >1 MW<sup>30</sup>**

##### **Inhalt:**

Die zunehmende Installation von EE-Anlagen und eine zunehmende Flexibilisierung des Energiesystems machen es erforderlich, dass die Netzreserve auch für Einheiten mit kleinerer installierter Leistung zur Verfügung steht. Um den künftigen Bedarf an Netzreserve zu decken und ein wettbewerbsorientiertes Umfeld für die Beschaffung von Netzreserve zu fördern, müssen die Produkte so angepasst werden, dass eine stärkere Marktbeteiligung gefördert wird. Diese neuen Marktteilnehmer könnten z.B. die Industrie (Demand Response), Speicher oder kleine Erzeugungseinheiten sein. Der derzeitige Mechanismus für Erzeugungseinheiten erfordert die Meldung von Stilllegungsentscheidungen für Einheiten über 20 MW, um an der Ausschreibung für Netzreserve teilnehmen zu können.

<sup>29</sup> Konsultationsaspekt „wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern“ gemäß Rz 348 lit a (iii) CEEAG.

<sup>30</sup> Konsultationsaspekte "Geeignetheit" und "Beschreibung der Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen, auch im Hinblick auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern" gemäß Rz 348 (a)(i) und (iii) CEEAG.



Da erwartet wird, dass die Anzahl kleinerer Erzeugungseinheiten steigen wird, soll diese Schwelle von >20 MW auf eine neue Schwelle von >1 MW gesetzt werden.

**Regulatorische Anforderungen:**

Aufnahme dieser Änderungen in den gesetzlichen Bestimmungen.