



Bundesministerium
für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Frau BM Leonore Gewessler, BA
Abteilung VI/4 (Rechtskoordination und Energie Rechtsangelegenheiten)

per E-Mail an: vi-4@bmk.gv.at

Geschäftszahl
P 2024/06/010/1

Ihre Nachricht vom **Ihre Zahl**

Sachbearbeiter/in
Romana Kollmann

DW
406

Datum
23.02.2024

Ihre GZ: 2023-0.532.865
Stellungnahme der E-Control zum Begutachtungsentwurf des
Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG) sowie
Änderung des Energie-Control-Gesetz (E-ControlG)

Sehr geehrte Frau Bundesministerin Gewessler,

wir bedanken uns sehr herzlich für die Möglichkeit zum Begutachtungsentwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes Stellung zu nehmen.

Das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) 2010 wurde zur Umsetzung des dritten Binnenmarktpaktes erlassen, in dem die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Liberalisierung für den Energiebinnenmarkt neu geregelt wurden. Inhalt des Gesetzespakets waren insbesondere die Stärkung und Absicherung der Rechte von Verbraucherinnen und Verbrauchern, die wirksame Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber, die Gewährleistung des freien Marktzugangs für die Versorger, die Entwicklung von Kapazitäten für neue Erzeugungsanlagen, sowie die Stärkung der Kompetenzen der Regulierungsbehörde und Maßnahmen zur Gewährleistung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde von öffentlichen und privaten Interessen. Das EIWOG 2010 wurde insgesamt elf Mal novelliert, umfassend unter anderem im Zuge der Erlassung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes-Pakets. Neue Herausforderungen und Ziele, insbesondere die Energiesystemwende, sowie neue europäische Rahmenbedingungen erfordern eine umfassende Neuregelung und somit die Neugestaltung des bestehenden rechtlichen Rahmenwerks. Auf Europäischer Ebene wurde dem mit dem Clean Energy Package im Jahr 2019 Rechnung getragen. E-Control unterstützt daher ausdrücklich die Intention des Gesetzgebers ein neues

P 2024/06/010/1

Elektrizitätswirtschaftsgesetz zu gestalten und damit die Integration erneuerbarer Energien in das System, die Dekarbonisierung durch Elektrifizierung und Sektorenkopplung, das Voranschreiten der Digitalisierung, die Implementierung neuer Geschäftsmodelle, sowie die Partizipationsmöglichkeit für Verbraucher:innen zu gewährleisten. Als sehr wesentlich erachtet E-Control auch eine effektive Marktüberwachung, die Stärkung des Schutzes der Konsument:innen, sowie eine leistbare und sichere Energieversorgung für den Wirtschaftsstandort.

E-Control erachtet deshalb in Summe das zeitnahe Inkrafttreten des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes als unerlässlich für die Erreichung der europäischen und nationalen energie- und klimapolitischen Zielsetzungen.

Nachfolgen erlauben wir uns zu folgenden Schwerpunkten Anmerkungen zum vorliegenden Begutachtungsentwurf einzubringen:

Zu § 6: Begriffsbestimmungen	4
Zu §§ 17 und 44: Daten	6
Zur Grundversorgung.....	9
Zum Preisänderungsrecht.....	12
Zu §§ 39 ff: Intelligente Messgeräte.....	13
Zu § 49: Last- und Einspeisesteuerung durch Aggregation.....	14
Zu §§ 63 ff: Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung.....	15
Zu §§ 83 und 85: Flexibles Netzzugangssystem	17
Zu Vereinbarung über gemeinschaftliche Netznutzung (Neue Bestimmung)	22
Zu Subzählern (Neue Bestimmung).....	24
Zu §§ 98 ff Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz	25
Zum Szenariorahmen für das Übertragungsnetz (Neue Bestimmung)	27
Zu §§ 108 ff: Entgeltkomponenten	29
Zu § 120: Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen und § 123: Gemeinsame Flexibilitätsplattform	31
Zu § 121, § 86 und § 59: Engpassmanagement im Übertragungsnetz	34



P 2024/06/010/1

Zu §§ 124 ff: Netzreserve.....	37
Zu § 130: Abschätzung der Angemessenheit auf nationaler Ebene	43
Zur Umsetzung der überarbeiteten Strombinnenmarkt-VO und RL.....	44
Zur Umsetzung REMIT II	45
Zu Übergangsbestimmungen.....	46

Wir ersuchen hiermit höflichst unsere Stellungnahme zu prüfen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
E-Control

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

elektronisch gefertigt

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstandsmitglied

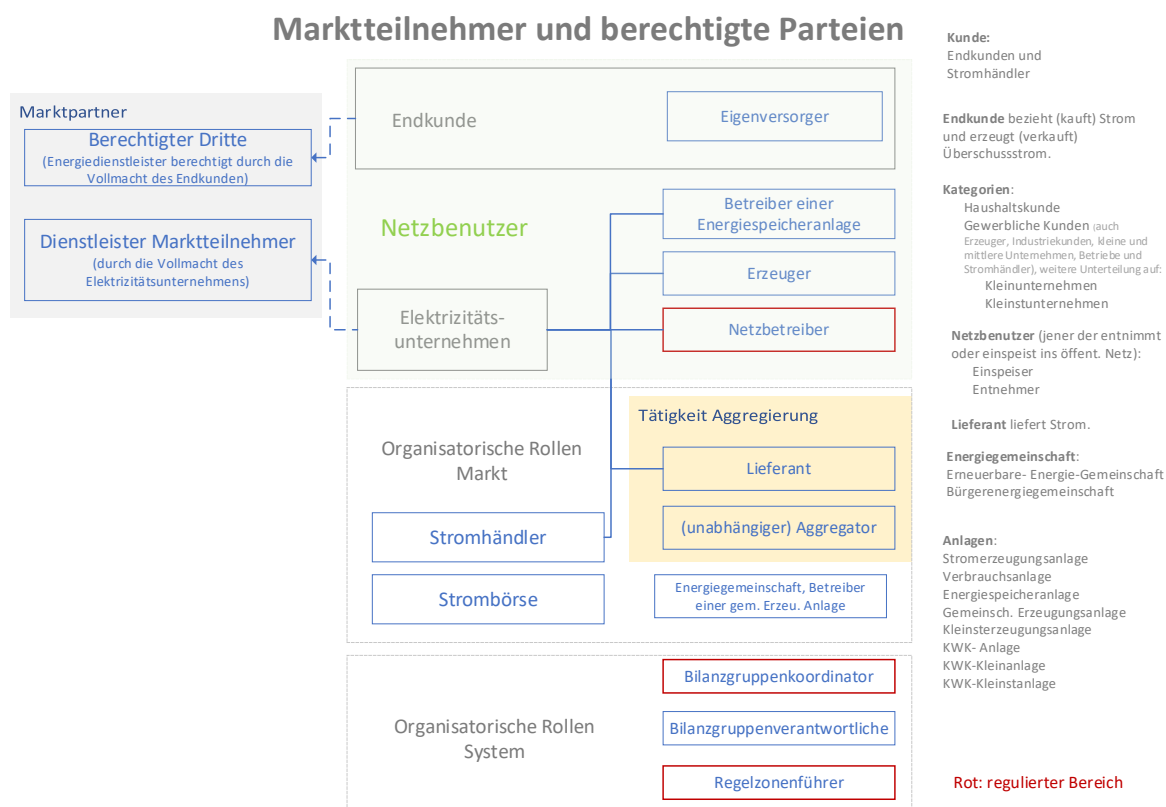
elektronisch gefertigt

1 Beilage

Anmerkungen zum Begutachtungsentwurf

Zu § 6: Begriffsbestimmungen

Zielsetzung für die Organisation der Marktteilnehmer ist eine exakte und strukturierte Definition aller Marktrollen nach ihren Tätigkeitsbereichen, insbesondere um im materiellen Teil des Gesetzes Rechte und Pflichten zweifelsfrei zuordnen und die Beziehungen der Marktteilnehmer zueinander klar regeln zu können. Da ein Marktteilnehmer je nach der ausgeübten Tätigkeit mehrere Marktrollen ausüben kann, ist es notwendig, dass eine klare Abgrenzung zwischen Marktrollen im regulierten und nicht-regulierten Tätigkeitsbereich erfolgt.



Zur weiteren Schärfung der Begriffsbestimmungen einzelner Marktrollen schlägt E-Control folgende Anpassungen vor:

§ 6 (1) [...]

- 19. „Eigenversorger“ eine Endkundin bzw. einen Endkunden, die oder der hinter dem Zählpunkt ~~für ihre oder seine Eigenversorgung erneuerbare~~ Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte ~~erneuerbare~~

P 2024/06/010/1

Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten — im Fall gewerblicher Eigenversorger — nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt;

Der Eigenversorger soll inhaltlich dem „aktiven Kunden“ der Richtlinie (EU) 2019/944 (Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie; in der Folge: EBM-RL) entsprechen. Die gestrichenen Passagen widersprechen jedoch dem Richtlinienentwurf und stellen eine unsachliche Ungleichbehandlung nach Energieträger dar.

- 81. „Lieferant“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die auf Basis eines Liefer- oder Abnahmevertrags die Lieferung wahrnimmt oder einer Endkundin oder einem Endkunden eigenerzeugten Strom abnimmt.

Die bisherige Begriffsdefinition bezieht sich lediglich auf die physische Komponente der Lieferung. Entscheidend für die Definition des Lieferanten ist jedoch insbesondere die vertragliche Grundlage und neben dem darunter zu verstehenden Liefervertrag auch der Abnahmevertrag.

- 86. „Marktteilnehmer“ eine natürliche oder juristische Person im Sinne von Art. 2 Nr. 25 der Verordnung (EU) 2019/943, die elektrische Energie kauft, verkauft oder erzeugt, sich mit Aggregation beschäftigt oder Leistungen im Bereich der Laststeuerung oder der Energiespeicherung erbringt, was die Erteilung von Handelsaufträgen in einem oder mehreren Elektrizitätsmärkten einschließlich der Regelarbeitsmärkte umfasst; dazu zählen insbesondere auch Netzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortliche, Regelzonenführer, Energiegemeinschaften und Strombörsen;

Die Ergänzung dient der Klarstellung, dass nach wie vor alle vom EIWOG 2010 umfassten Marktteilnehmer vom Richtlinienbegriff umfasst sind. Dies ergibt sich etwa im Hinblick auf den Kauf von Ausgleichs- oder Regelleistung auch bereits aus dem aktuellen Gesetzestext – ohne explizite Erwähnung werden sich im Vollzug jedoch zwangsweise Fragen auftun, denen man so einfach vorbeugen kann. Dass auch Netzbetreiber, Regelzonenführer, Energiegemeinschaften, Börsen, Bilanzgruppenkoordinatoren und Bilanzgruppenverantwortliche umfasst sind, ist insbesondere für den Datenaustausch essenziell.

- 97. „netzwirksame Leistung“ die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung (es gilt der jeweils höhere Wert) am Netzanschlusspunkt, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept berücksichtigt;

P 2024/06/010/1

Der Ansatz der netzwirksamen Leistung zielt darauf ab, sowohl für Verteilernetzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber vorteilhafte Lösungen zu forcieren und verfügbare Netzkapazitäten optimiert zu nutzen. Durch aktive Last-, Erzeugungs- und Speichermanagementsysteme können daher die vorhandenen Netzkapazitäten im Verteilernetz besser ausgeschöpft sowie Überlastungen von Leitungen und Transformatoren, durch auftretende Leistungsspitzen vermieden werden. Durch Verlagerung des elektrischen Verbrauchs in Zeiten mit hoher lokaler Erzeugung wird u. a. nicht nur ein höherer Eigenverbrauchsanteil erreicht, sondern es wird auch der Anteil der eingespeisten Energiemengen erhöht.

Die **E-Control befürwortet die Anwendung des Konzepts der netzwirksamen Leistung** bei der Beurteilung von Netzkapazitäten und die Einbindung flexibler Systeme. Die Verwendung der Konzepts der netzwirksamen Leistung ermöglicht eine Umgestaltung der Netzentgeltsystematik, die verstärkte Anreize für individuelles Last, Erzeugungs- und Speichermanagement schafft.

In Bezug auf die Leistungsrichtung sieht E-Control Klärungsbedarf, um mögliche Interpretationsspielräume für insbesondere die Bestimmungen § 79 Abs. 6 und 7 bzw. § 111 auszuschließen.

- 124. ~~„Systemdienlichkeit“ die Fähigkeit einer Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage oder Energiespeicheranlage zur Erbringung von Flexibilitätsleistungen~~ **„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage oder Energiespeicheranlage, bei der eine Flexibilitätsleistung erbracht wird;**

Die Begriffsbestimmung der Systemdienlichkeit § 6 Z 124 wird im materiellen Teil einmalig in § 109 Abs. 3 Z 3 verwendet. Darüber hinaus wird in § 109 Abs. 3 Z 5, sowie in § 110 Abs. 2 vom systemdienlichen Betrieb gesprochen. Ungeachtet der generellen Anmerkung zu Teil 10 zu Systemnutzungsentgelten in dieser Stellungnahme, sollten Folgen (bspw. Entgeltminderungen) nicht alleine daraus resultieren, dass eine Stromerzeugungsanlage, Verbrauchsanlage oder Energiespeicheranlage in der Lage ist Flexibilitätsleistungen generell zu erbringen, sondern ausschließlich dann, wenn diese sich auch tatsächlich systemdienlich verhalten. Insofern regt E-Control an, anstelle der „Systemdienlichkeit“ den „systemdienlichen Betrieb“ zu bestimmen.

Zu §§ 17 und 44: Daten

Zum Gelingen der Energiesystemwende wird es entscheidend sein, die immer komplexer werdende Kommunikation zwischen einzelnen Akteuren im Energiesystem zeitnah und

P 2024/06/010/1

effizient zu regeln. Insbesondere müssen bestehende und neue Prozesse so adaptiert werden, dass neue Akteure und die Nutzung von dezentralen Flexibilitätsressourcen sinnvoll geregelt sind. In vielen Fällen scheint es zielführend zu sein Synergien zu nutzen und die Umsetzung der Datenkommunikation zu bündeln. Gleichzeitig gilt es gewisse Freiheiten für künftige system- oder IT-technische Entwicklungen in den Regelungen vorzusehen.

E-Control schlägt in einem ersten Schritt folgende Anpassungen vor:

- **Datenverwaltung**

§ 17. (1) Die Netzbetreiber haben die Erfüllung der in den §§ 95 und 102 angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen und standardisierten ~~Daten~~**K**ommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch, hohe Datenqualität sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet werden. Dazu haben sie insbesondere folgende Aufgaben **zu erfüllen:**

1. die Datenspeicherung und -verwaltung in **ihren Systemen**,
2. den Aufbau, die Entwicklung, den Betrieb sowie die laufende Weiterentwicklung der Infrastruktur für den Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern,
3. die Sicherstellung der Interoperabilität ~~zwischen~~ **der Systeme der** den Marktteilnehmern , **insbesondere solcher, die im Bereich der Aggregierung tätig sind oder anstreben, mit verteilter Erzeugung, Last- und Einspeisesteuerung und Energiespeicherung Flexibilität zu vermarkten** und
4. die koordinierte Entwicklung und Implementierung sowie die laufende Optimierung von Geschäftsprozessen für den Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern

(2) Für die Erfüllung der Aufgaben gemäß Abs. 1 Z 2, 3 und 4 haben Netzbetreiber in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und in Einbeziehung relevanter Marktteilnehmer technische Schnittstellen festzulegen und sind technische Dokumentationen zu erarbeiten und einzuhalten— der Regulierungsbehörde vorzulegen. Vor Anzeige bei der Regulierungsbehörde dieser Festlegungen und Dokumentationen müssen Netzbetreiber diese öffentlich konsultieren und die Konsultationsrückmeldungen berücksichtigen. Werden die Ergebnisse der Konsultation oder die Ziele eines effizienten und sicheren Datenzugangs nicht ausreichend berücksichtigt, kann die Regulierungsbehörde dem jeweiligen Netzbetreiber mit Bescheid die Änderung der technischen Dokumentationen auftragen.

(3) Eine Anzeige der Festlegungen und technische Dokumentationen betreffend Kommunikations- und Steuerschnittstellen zu steuerbaren Betriebsmitteln in den Anlagen der Netzbenutzer, wie Energiemanagementsystemen, Ladepunkten und elektrischen Heizsystemen, die insbesondere zur Aktivierung und Verifikation von Flexibilitätsleistungen genutzt werden sollen, hat binnen 12 Monaten ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes zu erfolgen. Die Regulierungsbehörde kann diese Festlegungen und Dokumentationen in den Technischen und Organisatorischen Regeln selbst

vorgeben, wenn die Netzbetreiber diese Frist nicht einhalten oder dem Bescheid gemäß Abs. 2 nicht binnen 6 Monaten nachkommen.

~~(4)~~ (2) Die Datenkommunikation gemäß Abs. 1 ~~zwischen Netzbetreibern und anderen Elektrizitätsunternehmen sowie öffentlichen Stellen~~ hat ~~soweit wie möglich~~ auf elektronischem **und automatisiertem** Weg zu erfolgen.

(5) ~~(3)~~ Die zu übermittelnden Daten sind relevanten Marktteilnehmern sowie berechtigten Parteien auf nicht diskriminierende Weise zur Verfügung zu stellen. Zu übermitteln sind jeweils jene Daten, die für die Erfüllung des jeweiligen Dienstes notwendig sind. Insbesondere folgende Daten kommen für die Übermittlung in Frage:

1. Stammdaten, **und Energiewerte** ~~Mess-, Verbrauchs- und Erzeugungsdaten,~~
2. die für einen Wechsel erforderlichen Daten,
3. die für die Laststeuerung sowie andere Dienste erforderlichen Daten.

~~(6)~~ (4) Netzbetreiber sind verpflichtet, **alle Energiewerte zumindest einmal täglich aus dem Messgerät auszulesen und diese** unverzüglich nach deren Auslesung ~~alle Energiewerte~~ an die jeweiligen Lieferanten und sonstigen Berechtigten gemäß diesem Bundesgesetz zu den in § 37 genannten Zwecken sowie zu Zwecken der Verrechnung oder sonst in diesem Bundesgesetz festgelegten Zwecken zu übermitteln.

~~(7)~~ (5) Die Gebühren, die berechtigte Dritte für den Zugang zu Daten zu entrichten haben, sind durch Verordnung der Regulierungsbehörde zu bestimmen. Bei der Festsetzung der Gebühren hat die Regulierungsbehörde sicherzustellen, dass die Höhe der Gebühren auf den Ersatz von tatsächlich entstandenen, angemessenen Kosten beschränkt ist.

~~(8)~~ (6) Zur Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß Abs. 1 **Z 2, 3 und 4 haben** ~~sind~~ die Netzbetreiber ~~berechtigt,~~ gemeinsam eine dritte **Person innerhalb von 6 Monaten ab Inkrafttreten** ~~bzw. Stelle mit der Datenverwaltung~~ zu beauftragen, **die die betreffende Aufgabe mindestens genauso wirksam wahrnehmen kann wie die übertragenden Netzbetreiber. Der übertragende Netzbetreiber ist weiterhin für die Erfüllung dieser Verpflichtungen verantwortlich und stellt dabei unter anderem sicher, dass die Regulierungsbehörden Zugang zu den für die Aufsicht erforderlichen Informationen hat.** ~~Machen die Netzbetreiber von ihrem Recht auf Beauftragung Gebrauch, haben sie jedenfalls sicherzustellen, dass die dritte Person bzw. Stelle in der Lage ist, die zu übertragenden Aufgaben unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. Die Beauftragung ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Eine Beauftragung lässt die Verantwortlichkeit der Netzbetreiber für die Erfüllung der ihnen gesetzlich übertragenen Aufgaben unberührt.~~

~~(9)~~ (7) Die Netzbetreiber haben die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten Sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten, der Datenübertragung, Data Governance und Datenqualität einzuhalten. In den Sonstigen Marktregeln können Fristen zur Umsetzung dieser Bestimmung vorgesehen werden.

~~(8) Bei der Übermittlung, Speicherung sowie der Gewährung von Zugang zu Daten sind die Bestimmungen des geltenden Datenschutzrechtes zu beachten.~~

- **Verfügbarkeit von nicht-validierten Fast-Echtzeit-Daten**

§ 44. [...]

(2) Zur Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß Abs. 1 haben die Netzbetreiber innerhalb von 6 Monaten ab Inkrafttreten dieses Gesetzes gemeinsam eine Person zu beauftragen, die die betreffende Aufgabe mindestens genauso wirksam wahrnehmen kann wie die beauftragenden Netzbetreiber. Der beauftragende Netzbetreiber ist weiterhin für die Erfüllung dieser Verpflichtungen verantwortlich und stellt dabei unter anderem sicher, dass die Regulierungsbehörden Zugang zu den für die Beobachtung erforderlichen Informationen hat.

(3) Die Netzbetreiber haben die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten Sonstigen Marktregeln und Technischen und Organisatorischen Regeln in Bezug auf technische Spezifikationen und zur Verfügung stellende Daten einzuhalten.

Der Digitalisierungsprozess kann beschleunigt bzw. die Umsetzungs- und Kosteneffizienz gesteigert werden, wenn **Verantwortlichkeiten klar definiert sind und Aufgaben zentralisiert von eigens dafür zuständigen Unternehmen umgesetzt** werden. Dabei muss das Monitoring und die Überwachung der übertragenen Aufgaben gesichert werden.

Die derzeitigen gesetzlichen Bestimmung im ElWOG 2010 i.d.g.F. binden Marktteilnehmer noch nicht ausreichend bei der Prozessgestaltung ein. Darüber hinaus sind Prozesse lückenhaft dokumentiert. Darunter leidet vorwiegend die Interoperabilität der unterschiedlichen Systeme der Marktteilnehmer.

In Ergänzung zu den vorgeschlagenen Änderungen regt E-Control daher einen engen Austausch zu Weiterentwicklung des bestehenden Systems, mit besonderem Fokus auf die Möglichkeit der Aufgabenbündelung unter Berücksichtigung der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über Interoperabilität an.

E-Control schlägt daher vor gemäß Art. 4 der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 die Identifizierung der genannten Stellen (i.e. Zählerbetreiber, Messstellenadministrator, Datenerfassungsadministrator, Genehmigungsadministrator, Datenzugangsanbieter) im Elektrizitätswirtschaftsgesetz durchzuführen, bzw. in den Erläuterungen Klarstellungen dazu einzubringen.

Zur Grundversorgung

E-Control ist aktives Mitglied der Arbeitsgruppe zur Grundversorgung und brachte bereits dort den Vorschlag ein, die aktuell sehr kasuistischen Versorgungskonzepte zur Vermeidung vertragsloser Zustände (Ersatzversorgung, Versorgung nach (teilweisem) Marktaustritt,

P 2024/06/010/1

nunmehrige §§ 33a und 33b) zu bereinigen und bundesweit das Konzept eines einheitlichen **“Versorgers letzter Instanz”** umzusetzen.

Abseits der bestehenden Arbeitsgruppe möchte E-Control im Rahmen dieser Stellungnahme insbesondere darauf hinweisen, dass die aktuellen Bestimmungen betreffend die “Zuweisung eines Lieferanten durch die Regulierungsbehörde” in §§ 33a und 33b des Begutachtungsentwurfs jedenfalls aus dem EIWG zu streichen sind. Sofern diese Bestimmungen mit der Intention, einen Versorger letzter Instanz zu normieren, geschaffen wurden, wird dieses Ziel nicht erreicht. Die in § 33a und § 33b des EIWG Begutachtungsentwurfs angedachten Regelungen über die Zuweisung von größeren Unternehmen zu Stromlieferanten erzeugen einen **hohen Verwaltungsaufwand**, sowohl bei den Lieferanten als auch der Behörde. Auch muss auf Basis des Gesetzesvorschlags davon ausgegangen werden, dass die in §§ 33a und 33b vorgesehenen **Vermittlungsaktivitäten langwierig und letztlich auch nicht zielführend sind**. Hinzuweisen ist auch darauf, dass eine solche behördliche Vermittlungstätigkeit oder „Grundversorgung“ für große Unternehmen ist **unionsrechtlich nicht vorgegeben** ist.

Auch der **Regelungszweck** erscheint **nicht hinreichend klar** (anzumerken ist, dass der VfGH der Frage des Regelungszwecks zu GZ G 122/2023 ua. besondere Aufmerksamkeit schenkt). Überdies ist zu bemerken, dass sich der Umstand, wonach ein Unternehmen am gesamten österreichischen Markt für die Belieferung von Unternehmen mit elektrischer Energie keine für sich „angemessenen“ Konditionen auffindet, durch eine regulierungsbehördliche Vermittlungstätigkeit wohl nicht ändert.

Erhebliche Bedenken bestehen auch in Bezug auf den Umfang des behördlichen Verfahrens, insbesondere die durch die Behörde vorzunehmenden Prüfungen, die rechtliche Einordnung der behördlichen Entscheidung und auch deren Wirkungen. Unklar ist schließlich die **Finanzierung** derartiger Aufgaben, die nicht regulatorisch sind (vgl. §§ 5 Abs. 4, 32 Abs. 6 E-ControlG).

Aus diesen Gründen wird angeregt, von § 33a und § 33b des EIWG-Begutachtungsentwurfs Abstand zu nehmen.

E-Control schlägt hingegen als Vorgehensweise vor:

- Umsetzung des „**eigentlichen**“ **Universaldiensts** (Art. 27 EBM-RL) - Recht der Kunden auf Versorgung mit Elektrizität einer bestimmten Qualität zu

P 2024/06/010/1

wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen.

- Umsetzung des **Versorgers letzter Instanz** (Art. 27a RL-Entwurf) - Versorger letzter Instanz für einerseits die derzeitige Ersatzversorgung (Art. 27a Abs. 1), und zum anderen Auffang-Versorgung von Kunden, die keine marktbasierten Angebote erhalten (Art. 27a Abs. 5).
- **(weitgehende) Verhinderung „vertragsloser Zustände“** – verhindert werden soll insb. die Abschaltung non-reaktiver Kunden und der Bezug von Energie aus dem Netz ohne Liefervertrag.

Im Hinblick auf **Lieferanten, die verpflichtet werden, als Versorger letzter Instanz tätig zu sein**, sollte zunächst überlegt werden, ob weiterhin unterschiedslos jeder Energielieferant einem Kontrahierungszwang – jedenfalls aber ohne Preiseingriff; Art. 5 der RL – unterliegen soll.

Ein mögliches Regelungsmodell wäre auch ein **Ausschreibungs- bzw. Konzessionsmodell**:

- Ausschreibung (Konzessionsvergabe im Wettbewerb) der „Grundversorgung“ bzw. „Versorgung in letzter Instanz“.
- Konzessionierung für einen längeren Zeitraum, z.B. 2 Jahre, für ein abgegrenztes Gebiet, z.B. für das ganze Bundesgebiet, für einzelne Bundesländer, für Gruppen an Bundesländern, für die Netzbereiche.
- Fall-back-Variante, wenn der Konzessionär ausfällt: Neuausschreibung und Zwischenlösung mit dem größten Versorger im jeweiligen Gebiet.

Hinsichtlich möglicher Anwendungsfälle wäre künftig nach Vorschlag der E-Control wie folgt zu unterscheiden:

- Ersatzversorgung (alle Kund:innen anspruchsberechtigt): Anknüpfungspunkt bzw. auslösendes Moment wie bisher, d.h. Kündigung des BGV-Vertrags mit sofortiger Wirkung (Hauptanwendungsfall: Insolvenzen oder Nicht-Begleichung von Sicherheiten an den BKO, = Art. 27a Abs. 1 RL-Entwurf).
- Kontrahierungszwang für Haushaltskund:innen und (gegebenenfalls) Kleinunternehmen (insb. für den Fall, dass Kunden keine marktbasierten Angebote erhalten; = Art. 27a Abs. 5 RL-Entwurf). Anknüpfungspunkt bzw. auslösendes Moment: Berufung auf den Kontrahierungszwang.

- Haushaltskund:innen (und gegebenenfalls Kleinunternehmen), die andernfalls in den „vertragslosen Zustand“ geraten. Anknüpfungspunkt bzw. auslösendes Moment: Beendigung eines Liefervertragsverhältnisses und kein rechtzeitiger Neuabschluss (und kein Widerspruch gegen die Weiterversorgung durch den „Grundversorger“ oder „Versorger letzter Instanz“). Anwendungsfälle: z.B. (teilweise) Marktaustritte, Kündigungen, Fristende.

Insoweit die Preisgestaltung thematisiert wird, ist E-Control der Meinung, dass keine Eingriffe in Lieferpreise stattfinden sollen (Art. 5 EBM-RL). Unionsrechtlich denkbar erscheint, für einen (z.B.: konzessionierten) „Grundversorger“ oder „Versorger letzter Instanz“ eine bestimmte Preisgestaltung (nicht: Höhe) vorzugeben bzw. auszuschreiben.

In Betracht kommen insbesondere börsenpreisgestützte Modelle (z.B. Day-Ahead, Front-Month) zzgl. Handling-Fee. Je nach Kundengruppe (Smart-Meter, non-Smart-Meter) könnten grundsätzlich auch unterschiedliche (Börsenpreis-)Modelle zur Anwendung kommen.

Die **Unterstützung schutzbedürftiger oder energiearmer Kund:innen** (laut Energiearmuts-Definitions-Gesetz), d.h. von Kund:innen, die marktgestützte Lieferpreise nicht bezahlen können, sollte nicht im Rahmen der „Grundversorgung“ oder „Versorgung letzter Instanz“ geregelt werden und nicht mit Eingriffen in Preise einhergehen. Insbesondere sollten sozial- bzw. armutspolitische (Unterstützungs-)Maßnahmen (z.B. Zuschüsse) für einen ausreichenden Schutz dieser Menschen sorgen: siehe auch § 5 Abs. 6 des EIWG-Entwurfs. Dahingehende **Sozialgesetze sollten nicht im EIWG geregelt werden**.

Zum Preisänderungsrecht

Im Rahmen der erwähnten Arbeitsgruppe bringt sich die E-Control auch aktiv im Hinblick auf die seit mehreren Jahren bestehende Rechtsunsicherheit betreffend Preisänderungen während aufrehtem Vertragsverhältnis ohne explizite Zustimmung der Kunden, d.h. mit Zustimmungsfiktion (Massenkundengeschäft) ein. Vor dem Hintergrund mehrerer höchstgerichtlicher Entscheidungen, die etwa Klauseln über unbeschränkte Änderungsmöglichkeit durch Zustimmungsfiktion für unzulässig erklärten und dem Umstand, dass es auch im Hinblick auf das „gesetzliche Preisänderungsrecht“ des § 80 Abs. 2a EIWOG 2010 Klarstellungsbedarf gibt, gilt es insbesondere folgenden Herausforderungen zu begegnen:

P 2024/06/010/1

- Lieferanten möchten/müssen sich vor gestiegenen Beschaffungskosten (Großhandelspreis) absichern.
- Schutz der Kund:innen vor überhöhten Preisen und Intransparenz
- Praxistauglichkeit im Massenkundengeschäft.
- Spezifische konsumentenschutzrechtliche Vorgaben, konkretisiert und entwickelt durch umfassende Judikatur.

E-Control schlägt als Vorgehensweise vor:

- Gesetzliche Vorgaben zum Procedere und zu Informationspflichten. Allenfalls Klarstellungen zum Regelungsgehalt des § 80 Abs. 2a EIWOG.
- Beibehaltung des Grundsatzes der freien Preisbildung – keine inhaltlichen Beschränkungen und keine behördlichen Genehmigungen odgl.
- In Betracht kommen allenfalls zusätzliche öffentliche Informationen, um den Kund:innen die Einordnung ihrer Verträge und Preise zur erleichtern.
- Generelle und zentrale Voraussetzung: Verbesserung der Kommunikation der Lieferanten mit ihren Kund:innen (Digitalisierung!).
- Vereinfachung der Produkte und Preismodelle.

Zu §§ 39 ff: Intelligente Messgeräte

Die geeignete Nutzung von hochaufgelösten Verbrauchs- und Einspeisedaten ist ein wesentlicher Eckpfeiler zur effizienten Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen bei Aufrechterhaltung des bestehenden Maßes an Versorgungssicherheit. Die im Begutachtungsentwurf enthalten Regelungen werden als **Grundlage für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb**, unter anderem können kontinuierliche Netzsicherheitsanalysen unter Nutzung von verbesserten Lastprognosen durch Netzbetreiber durchgeführt werden. Darüber hinaus kann die Auslegung und Dimensionierung der Netze unter Einbeziehung von Messdaten in Summe deutlich verbessert werden.

Die vorgeschlagenen Bestimmungen schaffen zudem weitgehende **Partizipationsmöglichkeiten für Endkund:innen**, indem zeitnahe Abrechnungen auch als Grundlage für monatliche Rechnungen ermöglicht werden und transparente Informationen über Verbräuche gegeben werden können. Außerdem bieten intelligente Messgeräte die Möglichkeit an Energiegemeinschaften, Peer-to-Peer-Verträgen oder auch neuen Märkten für Flexibilitätsleistungen (bspw. mittels Aggregation) teilzunehmen und sind damit ebenso

P 2024/06/010/1

Basis für die Gestaltung neuer Geschäftsmodelle für Aggregatoren, sonstigen Dienstleistern oder Anbietern von dynamischen Energielieferverträgen.

Aus den oben genannten Gründen unterstützt die Regulierungsbehörde die Regelungen des Begutachtungsentwurfs zu intelligenten Messgeräten ausdrücklich.

Zu § 49: Last- und Einspeisesteuerung durch Aggregierung

Die Flexibilitätsbereitstellung durch Aggregierung ist ein äußerst sinnvoller Ansatz um kleinteilige Ressourcen für Systemzwecke nutzbar zu machen und gleichzeitig Partizipationsmöglichkeiten iSv des Marktzugangs für Endkund:innen zu schaffen. Der bestehende Begutachtungsentwurf sollte jedoch nicht ausschließlich die Laststeuerung durch Aggregierung, sondern auch die Steuerung der Einspeisung (und damit auch Energiespeicher) umfassen, um die Potentiale für flexible Reaktionsmöglichkeiten möglichst breit festzulegen. Um das Instrument der Aggregierung sinnvoll auszugestalten, wird es weiters unbedingt notwendig sein, die im Begutachtungsentwurf geregelten Entschädigungsleistungen von Endkund:innen an Lieferanten zu überdenken. Hier sollte die VO-Kompetenz der Regulierungsbehörde insoweit ausgeweitet sein, als darin der verpflichtete Marktteilnehmer bestimmt werden kann. Wesentlich ist in diesem Zusammenhang, dass keine Eintrittshürden für die Marktentwicklung von Aggregatoren, einschließlich unabhängiger Aggregatoren, gesetzt werden.

E-Control schlägt daher folgende Anpassungen vor:

- **Laststeuerung und Einspeisesteuerung durch Aggregierung**

§ 49. (1) Endkundinnen und Endkunden ~~sowie Erzeuger~~ sind berechtigt, Last- **und** **Einspeisesteuerung** alleine oder durch Aggregierung zu erbringen und **neben Erzeugern** an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen, sofern sie die technischen und organisatorischen Anforderungen des jeweiligen Marktes erfüllen.

[...]

(3) Die Regulierungsbehörde hat in den Sonstigen Marktregeln **festzulegen, wie die der Tätigkeit eines Aggregators zuzurechnenden Energiemengen zu ermitteln sind und wie der erforderliche Datenaustausch zwischen Aggregatoren und anderen Marktteilnehmern zu erfolgen hat, wobei der einfache Zugang zu Daten und die Einbindung in die Marktkommunikation unter einheitlichen und diskriminierungsfreien Bedingungen sicherzustellen ist. Diese Regelung kann, insbesondere abhängig von den betroffenen Marktteilnehmern, den gesteuerten Betriebsmitteln**

P 2024/06/010/1

und den verfügbaren Messdaten, unterschiedliche Methoden vorsehen, den erforderlichen Datenaustausch zwischen Aggregatoren und anderen Marktteilnehmern zu regeln, wobei der einfache Zugang zu Daten und die Einbindung in die Marktkommunikation unter einheitlichen und diskriminierungsfreien Bedingungen sicherzustellen ist.

(4) Entsteht einem Lieferanten ~~von an der~~ **durch Last- oder Einspeisesteuerung teilnehmenden Endkundinnen und Endkunden** oder einem Bilanzgruppenverantwortlichen während der Aktivierung der Last- und Einspeisesteuerung unmittelbar ein finanzieller Nachteil, so ~~haben die diesen Nachteil verursachenden Endkundinnen und Endkunden dem Lieferanten einen finanziellen Ausgleich~~ **kann die Regulierungsbehörde mit Verordnung gemäß Abs. 5 einen finanziellen Ausgleich für die betroffenen Lieferanten oder Bilanzgruppenverantwortlichen festlegen.** Der Ausgleich ist auf den Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die den Lieferanten von an der **Laststeuerung bzw. am Einspeisemanagement** teilnehmenden Endkundinnen und Endkunden oder deren Bilanzgruppenverantwortlichen entstehen, begrenzt. **Der Ausgleich darf kein Hindernis für den Marktzutritt von Aggregatoren, einschließlich unabhängigen Aggregatoren, sowie für den Einsatz von Flexibilität darstellen.** ~~insbesondere sind Hindernisse für den Marktzutritt von Aggregatoren sowie für den Einsatz von Flexibilität zu vermeiden.~~

(5) Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die Methode für die Berechnung der Höhe des finanziellen Ausgleichs gemäß Abs. 4, **sowie deren Empfänger und den ausgleichspflichtigen Marktteilnehmer** festzulegen. Die Methode kann den Vorteilen Rechnung tragen, die anderen Marktteilnehmern entstehen, und in diesem Fall können Aggregatoren oder an der Last- **bzw. Einspeisesteuerung** teilnehmende Endkundinnen und Endkunden verpflichtet werden, zu dieser Ausgleichszahlung beizutragen, aber nur wenn und soweit, als die Vorteile aller Lieferanten, Kundinnen und Kunden und ihrer Bilanzgruppenverantwortlichen die entstandenen unmittelbaren Kosten nicht übersteigen. Die Regulierungsbehörde hat zum Entwurf der Verordnung die betroffenen Marktteilnehmer sowie Vertreter der Endkundinnen und Endkunden zu konsultieren.

Zu §§ 63 ff: Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung

Power Purchase Agreements („PPAs“; langfristige Verträge eines Erzeugers zur Lieferung von [erneuerbarem] Strom an Kund:innen/langfristige Verträge über den Bezug von [erneuerbarer] Energie) gewinnen zunehmend Bedeutung am Strommarkt. Art. 15 Abs. 8 der RED III Richtlinie sieht vor, dass die Mitgliedstaaten die rechtlichen und administrativen Hindernisse für PPAs beseitigen müssen. PPAs werden im Strommarktmodell von Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen bilanziell abgewickelt - die Energiemengen werden bilateral zwischen Käufer:innen und Erzeugern verrechnet, die Bilanzierung und Bereitstellung erfolgt über Lieferanten.

P 2024/06/010/1

Mit diesen Entwicklungen stellt sich auch verstärkt die Frage, wer für die **Stromkennzeichnung** für diese Strommengen verantwortlich ist. Da die Stromkennzeichnung im Gesetz eindeutig auf Lieferanten abzielt und die Erzeuger eigentlich keine Rolle im Prozess haben, schlägt E-Control vor, dass die Lieferanten die bilanziell abgewickelten Mengen in ihrem Lieferantenportfolio bei der Stromkennzeichnung bekanntgeben und entsprechend mit Herkunftsnachweisen belegen. Der abwickelnde Lieferant kann mit den PPA-Vertragspartnern vereinbaren, welche Herkunftsnachweise in welcher Form und zu welchen Preisen bereitgestellt und eingesetzt werden soll. E-Control ist überzeugt, dass diese Vorgehensweise auch mehrheitlich dem Wunsch der Marktteilnehmerinnen entspricht.

E-Control schlägt daher folgende Anpassungen vor:

- **Verpflichtende Stromkennzeichnung**
- **§ 69. [...]**

(6) Schließen Verbraucher direkte Bezugsverträge mit Kraftwerken, sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs) ab, fließt die vom Kraftwerk bezogene Menge in die Abgabemenge des Lieferanten, der den Verbraucher beliefert bzw. das Geschäft bilanziell abwickelt, mit ein und unterliegt somit der Kennzeichnungsverpflichtung.

Im Hinblick auf Peer-to-Peer-Verträge wird von E-Control vorgeschlagen die Teilnehmerinnen eines Peer-to-Peer-Geschäfts von der Stromkennzeichnung auszunehmen. Dies vorwiegend, um den bürokratischen und administrativen Aufwand zu reduzieren. Gleichzeitig dürfen aber für die im Peer-to-Peer-Handel abgewickelten Energiemengen keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden - in Analogie zur Interpretation der Energiegemeinschaften.

Darüber hinaus möchte E-Control auf die gesetzliche Verankerung einer einheitlichen und harmonisierten Meldung (sowohl Stammdatenmeldung als auch regelmäßige Energiemengenmeldung) aller Netzbetreiber über eine definierte Schnittstelle in die Herkunftsnachweisdatenbank hinwirken. Diese Vorgangsweise ist State-of-the-Art und erleichtert allen beteiligten Marktteilnehmern die Administration und Abwicklung der gesetzlichen Aufgaben. Um die bisher im Gesetz definierten Pflichten der Marktteilnehmer nicht nur zu erweitern, sondern auch zu erleichtern, wird von E-Control vorgeschlagen, dass die Netzbetreiber einmal im Monat die Datenmeldung aller Erneuerbaren-Anlagen (vgl. auch gemäß § 81 EAG) harmonisiert über eine gemeinsam mit der zuständigen Behörde definierte Datenschnittstelle durchführen.

E-Control schlägt daher folgende Anpassungen vor:

- **Herkunftsnachweisdatenbank**

§ 64. [...]

(2) An das öffentliche Netz angeschlossene Anlagen zur Erzeugung von Strom aus fossilen Energiequellen sind vom Anlagenbetreiber, einem Anlagenbevollmächtigten oder durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten bis zur Inbetriebnahme der Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank gemäß Abs. 1 zu registrieren. Bei der Registrierung sind folgende Mindestangaben erforderlich: [...]

Die Angaben sind durch den abgeschlossenen Netzzugangsvertrag **oder durch die Registrierung über eine einheitlich definierte Schnittstelle mit den Netzbetreibern** sowie weitere geeignete Nachweise zu belegen. Die Regulierungsbehörde ist berechtigt, zur Überprüfung der übermittelten Informationen entsprechende Unterlagen nachzufordern; hierzu zählen insbesondere Anlagenaudits und Anlagenbescheide.

Zu §§ 83 und 85: Flexibles Netzzugangssystem

Die Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Stromerzeugung und die Umsetzung der Energiesystemwende hängen von den Anschlusskapazitäten der Verteilernetze ab. Derzeit kommt es – hauptsächlich aufgrund der wachsenden Dynamik bei der Errichtung von Photovoltaik-Anlagen – zunehmend zu Situationen, in denen beantragte Netzzugänge von Verteilernetzbetreibern vorübergehend verweigert bzw. nicht in vollem Ausmaß zugesagt werden können, da im Fall eines Anschlusses Überlastungen bzw. Restriktionsverletzungen zu erwarten wären. Beschleunigter Netzausbau ist auf Verteilernetz- ebenso wie auf Übertragungsnetzebene dringend erforderlich, um die für die Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele benötigten Stromerzeugungskapazitäten ans Netz zu bringen. Da der notwendigen Beschleunigung des Netzausbaus durch oft langwierige Genehmigungsverfahren und auch durch Liefer- und Personalengpässe Grenzen gesetzt sind, sind Begleitmaßnahmen zur Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten bzw. besseren Ausnutzung sowie Erhöhung der Einspeiseleistung der vorhandenen Kapazitäten in Betracht zu ziehen. PV- und Windkraftanlagen erreichen nur in wenigen Stunden im Jahr eine Einspeiseleistung nahe ihrer Maximalkapazität, nämlich bei optimalen Einstrahlungs- bzw. Windverhältnissen. So selten diese Situationen auch eintreten, sind sie dennoch maßgeblich dafür, ob Netzausbau- oder Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, und in welchen Zeiträumen erneuerbare Stromerzeugungsanlagen ans Netz angeschlossen werden können.

Der derzeitige Begutachtungsentwurf sieht vor, dass eine Vorgabe der netzwirksamen Leistung im Falle von neuen oder geänderten Netzzugängen einspeisender Netzbenutzer für eine determinierte Dauer ab Vertragsabschluss erfolgen kann. Im Fall von Photovoltaik und

P 2024/06/010/1

Windkraftanlagen sieht der Entwurf maximale Grenzen vor. Verlängerungsmöglichkeiten wären in zwei Stufen auf Basis von Einzelbescheiden der Regulierungsbehörde und in weiterer Folge durch Verordnung über die Befreiung der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen möglich. Die in Abs. 2 genannten Fristen erscheinen für den Zweck der Bestimmung, nämlich die Überbrückung der Zeitdauer eines notwendigen Netzausbaus als zu kurz.

In Summe schlägt E-Control daher ein **zweistufiges Modell** vor, das es Netzbetreibern erlaubt, **flexibel, für einen definierten Zeitraum und ohne Beschränkung** im erforderlichen Ausmaß die netzwirksame Leistung vorzugeben. Eine **Verlängerungsoption** bestünde nur aus Gründen die nicht in der Sphäre des Netzbetreibers zu liegen kommen. Das aktuell im Begutachtungsentwurf vorgesehene **Bescheidsystem für individuelle Verlängerungen je Anlage ist absolut untauglich für den Vollzug** und würde die E-Control de facto lahmlegen. Hier würden tausende Bescheide notwendig sein und die tatsächliche Problematik wäre überdies nicht gelöst. Es ist unbedingt erforderlich, dass diese Regelung entfällt. Auch für Anlagenbetreiber wäre es der worst case, hier pro Anlage Anträge stellen zu müssen oder gar auf einen Antrag des NB warten zu müssen. Vorgeschlagen werden deshalb klare Prozesse und realistische Fristen weshalb unbedingt das vorgeschlagene zweistufige Konzept gesetzlich verankert und umgesetzt werden sollte.

Unabhängig von der Regelung des flexiblen Netzzugangs wäre für Photovoltaikanlagen eine **generelle und unbefristete Möglichkeit zur Spitzenkappung** auf 70 % der Modulspitzenleistung und für Windkraftanlagen auf 80 % der Maximalkapazität zulässig um die Netzkapazitäten effizient und gleichmäßig zu nutzen.

Aufgrund des relativ seltenen Auftretens von optimalen Einstrahlungs- bzw. Windverhältnissen resultiert Spitzenkappung in dem vorgeschlagenen Ausmaß in **sehr moderaten Einbußen beim jährlichen Energieertrag** zu rechnen: Wenn die zulässige Netzeinspeisung von PV-Anlagen mit 70 % der Nennleistung der Solarmodule jene von Windkraftanlagen mit 80 % der Maximalkapazität limitiert wird, belaufen sich die Einbußen laut einer seitens E-Control beauftragten Studie auf typischerweise 0,9 % bzw. 1,8 % der Jahresenergiemenge. Bei PV-Anlagen von Haushalten bzw. Betrieben mit steuerbaren Verbrauchsanlagen kann durch Lastmanagement (bspw. Programmierung von E-Ladestellen oder Wärmepumpen) eine Abregelung zumindest teilweise vermieden werden, sodass die Einbußen beim Jahresenergieertrag noch geringer ausfallen. Auch für Windkraftanlagen geht Spitzenkappung nicht notwendigerweise mit Einschränkungen der Jahresenergiemengen einher: In der

P 2024/06/010/1

aktuellen Marktsituation ist ein zunehmendes Interesse von Windparkbetreibern an stationären Batterien zur Verbesserung der Fahrplanteue und Erzielung von Arbitrage feststellbar. Wenn stationäre Batterien mit ausreichender Leistung am Netzanschlusspunkt eines Windparks zur Abnahme von Erzeugungsleistung (Einspeicherung) vorgesehen werden, kann eine Abregelung zu Spitzenzeiten gänzlich vermieden werden – sofern eine bestimmte Summenleistung auch bei Ausspeicherung der Batterien nicht überschritten wird.

Die **Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten ist hingegen beträchtlich**: So können bei einem Verteilernetz, in dem die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten zur Gänze von PV-Anlagen beansprucht werden, über rund 40 % mehr Erzeugungskapazität angeschlossen und die maximal mögliche Jahreseinspeisung um ebenfalls rund 40 % gesteigert werden (vereinfachte Betrachtung unter Vernachlässigung diverser anderer Einflussfaktoren). In der aktuellen Situation, in der der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung weder durch fehlende Wirtschaftlichkeit noch durch mangelnde Investitionsbereitschaft, sondern in vielen Fällen durch unzureichende Netzkapazitäten limitiert ist, erscheint Spitzenkappung als effiziente und effektive Maßnahme für hoch ausgelastete Verteilernetze.

Da sich Erzeugungsspitzen mit überregional hoher Gleichzeitigkeit (wie sie bei PV und Windkraft häufig auftreten) Auswirkungen auf höhere Netzebenen haben und insbesondere auch an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz Engpässe verursachen können, sollte es VNB erlaubt sein, Spitzenkappung pauschal und nicht nur in Netzabschnitten oder Netzsträngen zu fordern, die durch lokal mangelnde Netzkapazitäten gekennzeichnet sind.

E-Control schlägt daher insbesondere folgende Anpassungen vor:

- **Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber**

§ 78. [...]

(2) Die Allgemeine Anschlusspflicht besteht auch dann, wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. In diesem Fall haben Netzbetreiber ihr Netz unverzüglich entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, verstärken und auszubauen, wobei **insbesondere die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 120 und** das Ziel gemäß § 5 **Abs. 1** Z 1 zu berücksichtigen ~~ist~~ **sind**. Dies gilt auch für Betreiber vorgelagerter Netze, an die die Anlage nicht unmittelbar angeschlossen ist, wenn dies erforderlich ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung der erzeugten Energie sicherzustellen.

- Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und hocheffiziente KWK-Anlagen

§ 79. [...]

(6) Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW, an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt. Diese Anlagen haben – unbeschadet der geltenden Marktregeln – ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW, **wobei des Recht auf Spitzenkappung des Netzbetreibers gemäß § 83 Abs. 5 bestehen bleibt.**

(7) Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers auf den Netzebenen 5 bis 7 an das Netz angeschlossen werden und auf die Abs. 6 nicht anwendbar ist, sind zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung für die Entnahme an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt, **wobei des Recht auf Spitzenkappung des Netzbetreibers gemäß § 83 Abs. 5 bestehen bleibt.**

- Geregelter Netzzugangssystem

§ 83. [...]

(4) Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, im Vertrag über den Netzzugang einen Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage des Netzzugangsberechtigten zu bestimmen, der den tatsächlichen und vorhersehbaren zeitlichen Erfordernissen für die Errichtung oder Ertüchtigung der Anschlussanlage oder für notwendige Verstärkungen oder Ausbauten des vorgelagerten Verteilernetzes entspricht. Dieser Zeitpunkt darf spätestens ein Jahr nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebenen 7 bis **6, spätestens zwei Jahre nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebenen 5 bis 4** und spätestens **drei** Jahre nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebene ~~4~~ und 3 liegen. Die Inbetriebnahmefristen verlängern sich ~~um zwölf Monate~~, sofern die Errichtung oder Ertüchtigung der Anschlussanlage oder die notwendigen Verstärkungen, **behördliche Verfahren** oder Ausbauten des vorgelagerten ~~Verteilern~~-Netzes oder behördliche Verfahren innerhalb dieser Fristen aus Gründen, die nicht im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen, nicht erfolgen können. Der Netzzugangsberechtigte ist zumindest zwei Monate vor Ablauf der ursprünglichen Inbetriebnahmefrist transparent und nachvollziehbar über die Gründe der verzögerten Inbetriebnahme zu informieren. Sofern für die beabsichtigten Maßnahmen behördliche Genehmigungen oder Verfahren benötigt werden, ist die Verfahrensdauer nicht in diese Frist einzurechnen.

(5) Im Fall eines neuen oder geänderten Netzzugangs eines einspeisenden Netzbenutzers hat der Netzbetreiber das Recht, für Photovoltaik- und Windkraftanlagen die netzwirksame Leistung vorzugeben (Spitzenkappung). Die vorgegebene netzwirksame Leistung darf für Photovoltaik- und

P 2024/06/010/1



Windkraftanlagen, einschließlich Kraftwerkspark, die auf den Netzebenen 3 bis 7 angeschlossen sind, folgende Werte nicht unterschreiten:

1. **für Photovoltaikanlagen 70 % der Modulspitzenleistung;**
2. **für Windkraftanlagen 80 % der Maximalkapazität.**

- **Verweigerung des Netzzugangs**

§ 84. (1) Den Netzzugangsberechtigten kann der Netzzugang aufgrund mangelnder Netzkapazitäten, worunter auch außergewöhnliche Netzzustände (Störfälle) fallen, verweigert werden, **wobei die verfügbaren Netzkapazitäten unter Berücksichtigung der Möglichkeit des § 83 Abs. 5 zu bestimmen sind.** Die Verweigerung ist gegenüber dem Netzzugangsberechtigten transparent und nachvollziehbar zu begründen.

- **Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs für Einspeiser**

§ 85. [...]

(2) Die Möglichkeit des Verteilernetzbetreibers gemäß Abs. 1 besteht nur, solange der Netzzugang für die beantragte netzwirksame Leistung noch nicht in vollem Umfang gewährt werden kann, je nach Netzebene gelten **längstens jedoch** ab Vertragsabschluss folgende Fristen:

1. Netzebene 3 **36 18** Monate;
2. Netzebene 4 und 5..... **24 12** Monate;
3. Netzebene 6 und 7..... **12 6** Monate.

Sofern für die beabsichtigten Maßnahmen behördliche Genehmigungen oder Verfahren benötigt werden, ist die Verfahrensdauer nicht in diese Fristen einzurechnen.

(3) Der Verteilernetzbetreiber hat die Leistungsvorgabe des flexiblen Netzzugang gemäß Abs. 1 so festzulegen, dass nach Maßgabe der erwarteten Netzsituationen die bestehenden Netzkapazitäten maximal genutzt werden.

(4) Der Verteilernetzbetreiber hat im Zeitraum gemäß Abs. 2 die zur Gewährleistung des Netzzugangs in vollem Umfang erforderlichen Maßnahmen zu setzen und den Netzbenutzer darüber transparent und nachvollziehbar zu informieren.

~~(4) Die gemäß Abs. 1 vorgegebene netzwirksame Leistung darf für Photovoltaik- und Windkraftanlagen, einschließlich Kraftwerkspark, die auf den Netzebenen 4 bis 7 angeschlossen sind, folgende Werte nicht unterschreiten:~~

- ~~1. für Photovoltaikanlagen 80 % der Maximalkapazität;~~
- ~~2. für Windkraftanlagen 90 % der Maximalkapazität.~~

~~(5) Ist die Gewährleistung des Netzzugangs in vollem Umfang innerhalb der in Abs. 2 genannten Fristen nicht möglich, kann über einen Zeitraum von weiteren drei Jahren eine Vorgabe der maximalen netzwirksamen Leistung gemäß Abs. 1 vertraglich vorgesehen werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde mit Bescheid genehmigt wird. Eine Genehmigung dieses Antrags durch die Regulierungsbehörde setzt voraus, dass der Netzbetreiber zum Zeitpunkt der Antragstellung einen Transparenzbericht veröffentlicht hat, der von der Regulierungsbehörde evaluiert wird und mindestens folgende Informationen enthält:~~

- ~~1. Beschreibung der Umstände für die mangelnden Netzkapazitäten gemäß § 84 Abs. 1 bzw. für die Gefahr der Überlastung der Netzinfrastruktur oder der Nichterfüllung der vereinbarten oder allgemein geforderten Spannungsqualität gemäß § 85 Abs. 1 Z 2;~~
- ~~2. Beschreibung der gemäß § 84 und § 85 betroffenen Erzeugungsanlagen (Anzahl der Anlagen, Leistung der Anlagen und eingeschränkte Gesamtleistung), getrennt nach Erzeugungstechnologie;~~
- ~~3. Abschätzung der eingeschränkten Erzeugung für das gesamte Netzgebiet je Umspannwerk (Netzebene 4);~~
- ~~4. Fortschritt bei der Behebung von Einschränkungen gemäß § 84 und § 85 je Umspannwerk (Netzebene 4);~~
- ~~5. transparente Informationen zu betroffenen Netzknoten in einem geeigneten Format, die zumindest Lastflussdaten, Spannungsebenen, Kurzschlussleistung sowie die Einspeisung erneuerbarer Energien getrennt nach Erzeugungstechnologie je Netzknoten umfassen.~~

~~(6) Ist die Gewährleistung des Netzzugangs in vollem Umfang auch innerhalb einer Verlängerung gemäß Abs. 5 nicht möglich, kann eine darüber hinausgehende Verlängerung für den Zeitraum einer bestehenden Ausnahme gemäß § 120 Abs. 5 vertraglich vorgesehen werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde mit Bescheid genehmigt wird. Eine Genehmigung setzt voraus, dass der Netzbetreiber einen Transparenzbericht gemäß Abs. 5 nach erstmaliger Veröffentlichung jährlich veröffentlicht hat.~~

~~(7) Anträge nach Abs. 5 und 6 können vom Netzbetreiber gesammelt für mehrere Vereinbarungen gestellt werden, deren Befristung in den nachfolgenden 6 Monaten abläuft. Ab vollständiger Antragstellung gelten betroffene Vereinbarungen bis zur Entscheidung der Regulierungsbehörde als verlängert.~~

Zu Vereinbarung über gemeinschaftliche Netznutzung (Neue Bestimmung)

Mangelnde Netzananschlusskapazitäten in Verteilernetzen drohen zunehmend zum Hemmnis für den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und neuer Lasten wie insbesondere Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge zu werden. Um ein zügiges Voranschreiten der Energie- und Mobilitätswende zu ermöglichen, sind Alternativen zum Netzausbau in Betracht zu ziehen, da der notwendigen Beschleunigung des Netzausbaus durch oft langwierige Genehmigungsverfahren und auch durch Liefer- und Personalengpässe Grenzen gesetzt sind.

Eine zusätzliche Möglichkeit neben dem (oder Alternative zum) Netzausbau besteht darin, durch (koordinierte) Laststeuerung die bestehenden Netzananschlusskapazitäten bestmöglich auszunutzen. In diesem Zusammenhang sind folgende Maßnahmen notwendig:

„**Implizite Flexibilität**“: Für Netzbenutzer auf Netzebene 7 sollen im Rahmen der geplanten Reformierung der Netzentgelte (siehe Positionspapier „Tarife 2.1“¹) durch eine stärkere Gewichtung der Leistungskomponente Anreize geschaffen werden, (möglicherweise dimensionierungsrelevante) Lastspitzen zu vermeiden. „**Explizite Flexibilität**“: Der Artikel 32 der EBM-RL sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber (VNB) die Beschaffung von Flexibilitätsleistungen als Alternative zu Netzausbau berücksichtigen. VNB sollen von Netzbenutzern angebotene Flexibilitätsleistungen in Anspruch nehmen, um ihre Netze sicher und kosteneffizient zu betreiben. Ähnlich dem Redispatch auf Übertragungsnetzebene erwirbt der VNB die Möglichkeit, Netzbenutzern konkrete Änderungen des Wirkleistungsbezugs bzw. der Wirkleistungseinspeisung vorzugeben („explizite Flexibilität“).

Beide Maßnahmen werden im Rahmen des Begutachtungsentwurfs ermöglicht bzw. umgesetzt.

Eine weitere Stoßrichtung, die **mittels automatisiertem Energiemanagement durch mehrere Netzbenutzer, d.h. über mehrere Netzanschlusspunkte hinweg**, eine zuverlässige und optimierte Nutzung der bestehenden Netzanschlusskapazität bei gleichzeitiger technischer Vermeidung von Grenzwertverletzungen bewirken soll, wird im Folgenden skizziert.

Das Konzept einer „**gemeinschaftlichen Netznutzung**“ soll insbesondere für den Anschluss von Ladeeinrichtungen bzw. Ladeparks eine praktikable Lösung darstellen, ist jedoch nicht auf diesen Anwendungsfall beschränkt. Während das Konzept der „netzwirksamen Leistung“ auf Last-, Erzeugungs- und Speichermanagement („LES-Management“) hinter dem Netzanschlusspunkt (d.h. innerhalb einer Kundenanlage) abzielt, soll das Konzept der „gemeinschaftlichen Netznutzung“ LES-Management über mehrere Netzanschlusspunkte hinweg ermöglichen bzw. nutzbar machen.

Das Konzept sieht vor, dass eine Gruppe von Netzbenutzern, deren Netzanschlusspunkte sich im räumlichen Nahbereich befinden, die Verantwortung für die Einhaltung einer kollektiven Leistungsgrenze übernehmen. Um die Energie- bzw. Mobilitätswende zu beschleunigen, sollte die optimierte Nutzung der bestehenden Infrastruktur so weit wie möglich unterstützt werden. Unbeachtet dessen ist klar, dass Netzausbau in vielen Fällen bzw. längerfristig oft unvermeidbar ist.

¹ <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/tarife-2-1>

Seitens der Regulierungsbehörde wird daher folgender Umsetzungsvorschlag angeregt:

Netzbenutzer erhalten das Recht, ihre (bestehenden) vertraglich vereinbarten Anschlussleistungen (netzwirksame Leistung) „zusammenzulegen“, und das resultierende „gemeinschaftliche Netznutzungsrecht“ mittels koordiniertem und zählpunktübergreifendem Energiemanagement bestmöglich ausschöpfen. Die individuellen Netzbenutzer können bspw. Ladeeinrichtungen oder andere Betriebsmittel mit hohen Leistungsspitzen betreiben und sind berechtigt, die individuellen Bezugs-/Einspeiserechte zu überschreiten – solange dies im Rahmen des gemeinschaftlichen Netznutzungsrechtes erfolgt. Ein Energiemanagement stellt technisch sicher, dass das „gemeinschaftliche Netznutzungsrecht“ nicht überschritten werden kann. Darüberhinausgehende Anschlussbeurteilungen im Rahmen des gemeinsamen Netznutzungsrechtes durch den VNB (bspw. für Ladeeinrichtungen hinter bestehenden Zählpunkten) können entfallen, da die Netzbenutzer für die Leistungsüberwachung (und ggfs. Abregelung) ihrer Anlagen verantwortlich sind und die Überschreitung der gemeinsamen vertraglich vereinbarten Netznutzung technisch ausgeschlossen wird. Im Rahmen dieser Vereinbarung können weitere Zählpunkte (bspw. für gemeinschaftliche Ladeparks) angeschlossen werden, wenn dieser Teil der „Leistungsgemeinschaft“ sind, d.h. an das bestehende gemeinschaftliche Netznutzungsrecht gebunden sind. Die Verantwortung für die Einhaltung des gemeinsamen Netznutzungsrechtes sollte sinnvollerweise über eine einzelne juristische Person erfolgen (bspw. die Hausverwaltung oder eine Energiegemeinschaft).

Zu Subzählern (Neue Bestimmung)

Die Umsetzung zu **virtuellen Zählpunkten (virtuellen Zählpunktsbezeichnungen)** wird durch E-Control ausdrücklich unterstützt.

Für künftige Gesamtanlagen des Netzbenutzers kann es neben der Aufteilung von Einspeisemengen mehrere Stromerzeugungsanlagen auf Basis von virtuellen Zählpunktbezeichnungen (gemäß § 92) auch notwendig sein, die Energiewerte von einzelnen Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und Energiespeicheranlagen der Gesamtanlage des Netzbenutzers durch geeichte Subzähler des Netzbetreibers zu ermitteln bspw. im Rahmen von PPAs, bei Vermarktung von Speicheranlagen oder auch zur exakten Festlegung von Herkunftsnachweise. Gleichzeitig stellen geeichte Subzähler ein notwendiges Kriterium für die Möglichkeit von Vertragsabschlüssen mit mehreren Lieferanten dar, wie dies auch die überarbeitete Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie vorsieht.

P 2024/06/010/1

Seitens der Regulierungsbehörde wird daher folgender Umsetzungsvorschlag präferiert:

- Subzähler

§ XX. (1) Sofern es aufgrund der Gesamtanordnung der Anlage des Netzbetreibers für Abrechnungszwecke oder für die Festlegungen von Herkunftsnachweisen gemäß § 66 erforderlich ist, haben Netzbetreiber auf Wunsch des Netzbetreibers einzelne Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen oder Energiespeicheranlagen mit weiteren geeichten Messgeräten („Subzählern“) auszustatten, die Energieflüsse innerhalb der Anlage des Netzbetreibers erfassen. Für Anlagen von Netzbetreibern, die Energiespeicheranlagen bzw. mehrerer Stromerzeugungsanlagen bzw. Stromerzeugungseinheiten beinhalten, kann die Regulierungsbehörde in den technischen und organisatorischen Regeln Vorgaben zu Messanforderungen und zur rechnerischen Ermittlung der für die relevanten Energiemengen festlegen. Sofern die Gesamtanordnung der Anlagen eines Netzbetreibers, neben einer Stromerzeugungsanlage- oder -einheit, Verbrauchsanlage oder Energiespeicheranlage, zumindest eine Energiespeicheranlage größer 250 kWh beinhaltet, ist die Energiespeicheranlage größer 250 kWh jedenfalls mit einem Subzähler auszustatten.

(2) Netzbetreiber haben das Recht, für die von Subzählern erfassten Energiemengen separate Energielieferverträge abzuschließen. Netzbetreiber haben in diesem Fall eine korrekte Zuordnung der jeweiligen Energiemengen sicherzustellen, wobei insbesondere Doppelverrechnungen auszuschließen sind.

Zu §§ 98 ff Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz

Die Umsetzung des Art. 32 Abs.3 EBM-RL im EIWG wird von E-Control ausdrücklich unterstützt. Hier ist anzumerken, dass mit der Verpflichtung von Netzbetreibern mit mindestens 50 000 Zählpunkten rund 90 % der Netzbetreiber umfasst sind. Zwecke, Ziel und Inhalte von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze sind im Begutachtungsentwurf aus Sicht der Regulierungsbehörde ausreichend determiniert bzw. durch die EBM-RL bereits präjudiziert. Die Möglichkeit der Regulierungsbehörde Vorgaben zu Inhalten zu machen, erlaubt es beispielsweise unterschiedliche Vorlaufzeiten von Maßnahmen je Netzebene über die Granularität der bereitzustellenden Information zu berücksichtigen. Dies wurde auch bereit in Form einer Veröffentlichung der E-Control (Leitfaden für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze)², die Grundlage für eine Verordnung sein könnte, dargelegt.

² <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Leitfaden+NEP+f%C3%BCr+Verteilernetze+2024+V1.0.pdf/b80100a8-c96d-c0d1-1647-dc773e299bc2?t=1700817092237>

P 2024/06/010/1

Aus Sicht der E-Control ist ein Anzeigeverfahren für die Netzentwicklungspläne für Verteilernetze klar zu bevorzugen. Zentrales Element der Bestimmung ist die Konsultation im Zuge der Erstellung der Netzentwicklungspläne. Dies bietet eine transparente Möglichkeit der öffentlichen Beteiligung und sichert zudem, dass ganzheitlich Infrastrukturbedarfe in die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für das Verteilernetz Berücksichtigung finden. Das momentan im Begutachtungsentwurf vorgesehene Genehmigungsverfahren bietet in dieser Pauschalität weder für die Netzbewerber noch für die Netzbetreiber einen relevanten Mehrwert verglichen mit einem Anzeigeverfahren. Des Weiteren regt die E-Control an, zu überlegen, ob Regelungen notwendig sind, falls Investitionen, die in Verteilernetzentwicklungsplänen vorgesehen sind, aus anderen als nicht beeinflussbaren Gründen, nicht durchgeführt werden sollten.

E-Control schlägt daher insbesondere folgende Anpassungen vor:

- **Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz**

§ 98. (1) Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens 50 000 Zählpunkte angeschlossen sind, haben ~~bis zum 30. September eines~~ **in jedem geraden** Kalenderjahres einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Planungshorizont beträgt zehn Jahre.

(2) Zweck des Netzentwicklungsplans ist insbesondere:

1. den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche Maßnahmen zur Erhöhung der Netzanschlusskapazitäten, insbesondere von neuen Stromerzeugungsanlagen und neuen Lasten, ~~derzeit und bis wann zukünftig vorhanden sind~~ **gesetzt werden;**
2. für potenzielle Anbieter von Flexibilitätsleistungen Transparenz bei den erforderlichen mittel- und langfristigen Flexibilitätsleistungen für einen effizienten Netzbetrieb bzw. -ausbau zu schaffen;
3. der Regulierungsbehörde Informationen über die Beschaffung und Nutzung von Flexibilitätsleistungen im Sinne von § 120 zu liefern und
4. den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wesentliche Verteilernetzinfrastruktur errichtet, optimiert, verstärkt oder ausgebaut wird.

[...]

- **Anzeigeverfahren**

§ 99. (1) Die Verteilernetzbetreiber haben den jeweiligen Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz **bis zum 30. September eines geraden Kalenderjahres** der Regulierungsbehörde ~~zur Genehmigung vorzulegen~~ **anzuzeigen** und **binnen acht Wochen** nach erfolgter ~~Genehmigung~~ **Anzeige** auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 97 zu veröffentlichen. Vor Einreichung des Netzentwicklungsplans

P 2024/06/010/1

zur ~~Genehmigung~~ **Anzeige** haben die Verteilernetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer über die gemeinsame Internetplattform zu konsultieren und das Ergebnis der Konsultation dort zu veröffentlichen. Das Ergebnis des Konsultationsverfahrens ist der Regulierungsbehörde gemeinsam mit ~~dem Antrag auf~~ **Genehmigung** **Anzeige** des Netzentwicklungsplans vorzulegen.

(2) Die Regulierungsbehörde kann eine Verordnung erlassen, in der detailliertere Vorgaben zu § 98 Abs. 4, ein einheitliches Format für die Einreichung und Darstellung des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz sowie genauere Vorgaben zum ~~Genehmigungsverfahren~~ **Anzeigeverfahren** festgesetzt werden.

(3) ~~Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz, wenn dieser den Vorgaben des § 98 und der Verordnung gemäß Abs. 2 entspricht.~~ Entspricht ein Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz **nicht den** ~~diesen~~ Vorgaben des **§ 98 und der Verordnung gemäß Abs. 2** ~~nicht~~, kann die Regulierungsbehörde den Verteilernetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt zur Änderung ~~seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans~~ auffordern. Der Verteilernetzbetreiber hat dieser Aufforderung Folge zu leisten.

[...]

Zum Szenariorahmen für das Übertragungsnetz (Neue Bestimmung)

Annahmen und Eingangsdaten stellen ein zentrales Element der Energiesystementwicklung dar und werden in zahlreichen nationalen und europäischen Planungs- und Analyseprozessen verwendet. Dazu gehören bspw. der Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz (NEP ÜNB), der Netzentwicklungsplan für Verteilernetze (NEP VNB), der europäische Netzentwicklungsplan (TYNDP), die Systemanalyse für die Netzreserve, der Österreichische Netzinfrasturkturplan (ÖNIP), die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen (NRAA), das Europäische Ressource Adequacy Assessment (ERAA), sowie die europäischen Studien zur Gebotszonenkonfiguration (BZR). In jedem dieser Prozesse werden Annahmen und Eingangsdaten gesondert erarbeitet. E-Control schlägt zur möglichen Harmonisierung kohärenter und konsultierter Annahmen und Eingangsdaten einen Prozess analog zum deutschen § 12a EnWG vor, der die energiepolitischen Zielsetzungen berücksichtigt, die Kohärenz für sämtliche Planungs- und Analyseprozesse gewährleistet, Partizipation mittels Öffentlichkeitsbeteiligung sicherstellt und Transparenz auch für Dritte bietet.

Seitens der Regulierungsbehörde wird daher folgende Umsetzung vorgeschlagen:

- **Szenariorahmen für das Übertragungsnetz**

§ XX. (1) Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten jährlich einen gemeinsamen Szenariorahmen, der Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplan gemäß §103, die Netzentwicklungspläne für das Verteilernetz gemäß § 98, die Systemanalyse gemäß §124 sowie die Abschätzung der Angemessen der Ressourcen auf nationaler Ebene gemäß §130 ist. Soweit in Bestimmungen gemäß EU (VO) 943/2019 erforderlich, haben die Übertragungsnetzbetreiber ausreichende Kohärenz zwischen dem Szenariorahmen für das Übertragungsnetz und gemeinschaftsweiten Annahmen sicherzustellen.

(2) Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens zwanzig Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen nationalen und europäischen Zielsetzungen abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die mindestens nächsten zehn und höchstens zwanzig Jahre darstellen. Für die in Abs. 1 genannten Analysen können jeweils unterschiedliche Entwicklungspfade dieses Szenariorahmens herangezogen werden.

(3) Bei der Erarbeitung des Szenariorahmens haben Übertragungsnetzbetreiber

- 1. angemessene Annahmen für die Erzeugung, Versorgung, Verbrauch von elektrischer Energie, insbesondere unter Berücksichtigung der Ziele des EAG,**
- 2. den Stromaustausch mit anderen Ländern,**
- 3. die Investitionspläne für unionsweite Netze gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EU) 2019/943 und für regionale Netze gemäß Art. 34 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943 und**
- 4. das Potenzial der Nutzung von Laststeuerungs- und Energiespeicheranlagen oder anderen Ressourcen als Alternative zum Netzausbau**
- 5. den gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 vorgelegten nationalen Energie- und Klimaplan,**
- 6. den integrierten Netzinfrastukturplan gemäß EAG, insbesondere der Darstellung gemäß § 94 Abs. 3 Z 5 EAG,**
- 7. die angezeigten Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber gemäß § 98**

zu berücksichtigen.

(4) Die Betreiber von Übertragungsnetzen haben den Szenariorahmen mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren und legen der Regulierungsbehörde den Entwurf des Szenariorahmens vor.

(5) Die Regulierungsbehörde prüft den Szenariorahmen auf Kohärenz mit den nationalen und europäischen energiepolitischen Zielsetzungen, den Annahmen zur Regionalisierung sowie der Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation und kann die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichten Änderungen zu veranlassen. Die Regulierungsbehörde genehmigt den Szenariorahmen per Bescheid.

Zu §§ 108 ff: Entgeltkomponenten

Der EuGH hat im September 2021 in der Rechtssache **C-718/18, Kommission/Deutschland**, eine Entscheidung zur unionsrechtlich gebotenen Unabhängigkeit von Energieregulierungsbehörden gefällt und in dieser Entscheidung unter anderem wesentliche Aussagen betreffend die unionsrechtlich vorgegebene Zuständigkeitsverteilung zwischen der nationalen Regulierungsbehörde und dem Gesetzgeber hinsichtlich der Regulierung von Systemnutzungsentgelten getroffen.

Diese Entscheidung und deren Auswirkung auf die österreichische Rechtslage beschäftigte auch die E-Control. Insbesondere galt es nach Ansicht der Regulierungsbehörde die Balance zwischen wesentlichen Aussagen der Rechtssache C-718/18 einerseits und den Grundsätzen der Meroni-Rechtsprechung (EuGH 13.6.1958, 9/56 (*Meroni/Hohe Behörde*)) zu wahren. Während der EuGH in ersterer unter anderem maßgeblich argumentiert, dass die europäischen Grundlagen (insb. die EBM-RL) selbst die Befugnisse der Regulierungsbehörde hinreichend genau regeln und es somit keiner national festgelegter Kriterien für die Berechnung der Tarife bedarf, hält er in letzterer fest, dass es nicht zulässig ist, einen Ermessensspielraum, der je nach der Art seiner Ausübung echte politische Entscheidungen ermöglichen kann, auf Verwaltungsstellen zu übertragen, so dass an die Stelle des Ermessens der übertragenden Behörde das Ermessen derjenigen Stelle tritt, der die Befugnisse übertragen worden sind, was eine „tatsächliche Verlagerung der Verantwortung“ mit sich bringt.

Zusätzlich muss der Gesetzgeber im Sinne der „**doppelten Bindung**“ aufgrund des Art. 18 B-VG bei unionsrechtlichen Vorgaben in Form der Richtlinie eine gesetzliche Grundlage im Sinn des Art. 18 B-VG für das behördliche Handeln der E-Control schaffen.

Im Begutachtungsentwurf hat man sich nunmehr dafür entscheiden, die gesetzlichen Festlegungen im Wesentlichen auf Grundsätze, Verfahren und Ermächtigungen zu beschränken. Auch wird die generelle Systematik der Systemnutzungsentgelte, insbesondere die Zweiteilung in eine Kosten- und Mengenermittlung einerseits und eine daran anknüpfende

P 2024/06/010/1

Entgeltermittlung andererseits - beibehalten. **Eine Herangehensweise die auch für E-Control nachvollziehbar erscheint.**

Nicht nachvollziehbar scheint für die E-Control jedoch der Bruch mit dieser Systematik im Hinblick auf die Bestimmungen des Netznutzungs- und Netzverlustentgelts, in denen potentiell unionswidrig (technologiespezifische) Ausnahmen von bestimmten Entgeltkomponenten gesetzlich normiert werden.

E-Control schlägt daher folgende Anpassungen vor:

- **Netznutzungsentgelt**

§ 109. [...]

(3) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 das Netznutzungsentgelt zu bestimmen. Sie kann insbesondere ~~Festlegungen~~ **Regelungen** treffen

[...]

- zur zeitvariablen und/oder lastvariablen Ausgestaltung des Netznutzungsentgelts, insbesondere in Form von Entgelten für Leistungsüberschreitungen, unterbrechbare und/oder regelbare Leistung ~~unter Berücksichtigung der Systemdienlichkeit~~

[...]

- zur Reduktion des Netznutzungsentgelts ~~oder zur Befreiung vom Netznutzungsentgelt für den~~ **bei** systemdienlichem **Betrieb** ~~von Energiespeicheranlagen.~~

- **Netzverlustentgelt**

§ 110. [...]

(2) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 das Netzverlustentgelt zu bestimmen. Sie kann insbesondere ~~Festlegungen~~ **Regelungen** zur Bemessung und Verrechnung des Netzverlustentgelts sowie zur Reduktion des Netzverlustentgelts ~~oder zur Befreiung vom Netzverlustentgelt~~ für den systemdienlichen Betrieb ~~von Energiespeicheranlagen~~ treffen.

- **Netzanschlussentgelt**

§ 111. (1) Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Netzanschlusskosten abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die damit verbundenen Kosten auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung ist das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten. ~~Ob eine Erhöhung vorliegt, bemisst sich nach dem höchsten Wert der vereinbarten maximalen Leistung in Einspeise oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt.~~ Bei der Festlegung des Netzanschlussentgelts kann die Regulierungsbehörde außerdem anteilige Kosten für den bereits erfolgten

P 2024/06/010/1

sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses einbeziehen. ~~Das Netzanschlussentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Netzanschluss einmalig zu entrichten.~~ Sofern die Kosten für den Netzanschluss ganz oder teilweise vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzanschlussentgelts entsprechend zu vermindern.

- **Entgelt für sonstige Leistungen**

§ 114. Die Regulierungsbehörde kann in den Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 gesonderte Entgelte für die Erbringung sonstiger Leistungen gegenüber Netzbenutzern vorsehen, die den Netzbetreibern nicht durch die Entgelte gemäß § 108 Abs. 2 Z 1 bis 5 abgegolten sind, und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden. ~~Hiervon ausgenommen sind die sonstigen Leistungen der Netzbetreiber, die diese im Zusammenhang mit § 54 Abs. 4 und § 56 erbringen.~~ Die Regulierungsbehörde kann dabei auf die soziale Verträglichkeit Bedacht nehmen. Sie kann auch eine aufwandsbezogene Verrechnung vorsehen.

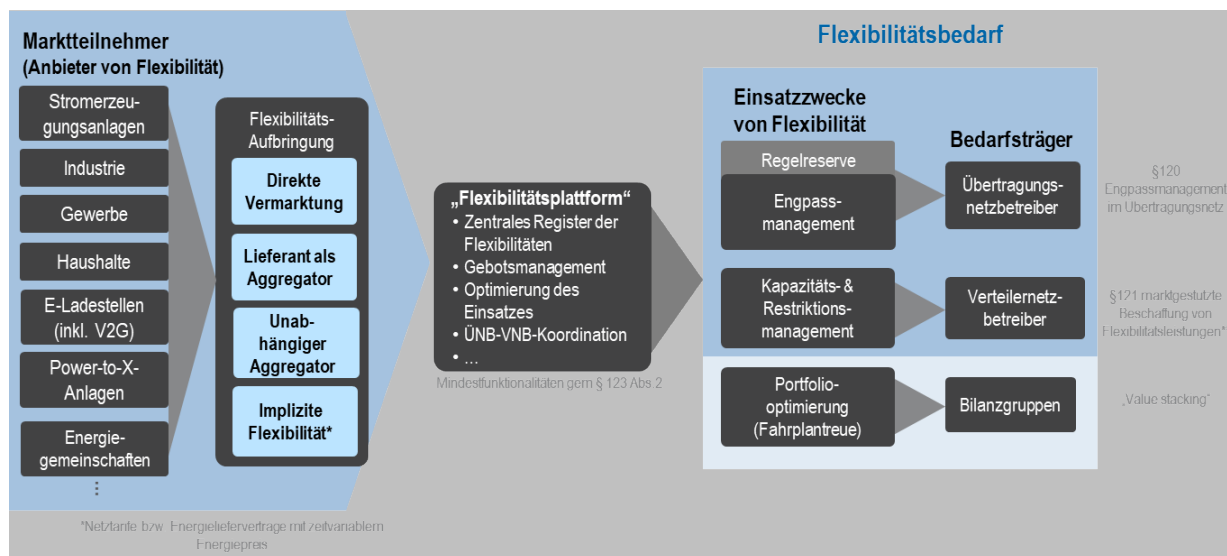
Zu § 120: Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen und § 123: Gemeinsame Flexibilitätsplattform

Die **Umsetzung des Art. 32 der EBM-RL** wird durch E-Control **unterstützt**.

Die Flexibilitätsplattform stellt ein zentrales Element der Umsetzung von Art. 32 dar, um verteilte flexible Ressourcen zur optimierten Systemführung für Netzbetreiber nutzbar zu machen. Die mögliche **Nutzung von Flexibilitätsleistungen für Netzbetreiber sollte dabei sehr breit**, auch im Sinne des „Value Stackings“ (der optimierten Nutzung von Angeboten andere Märkte), sowie der Nutzung von Flexibilität aus der Gestaltung der Systemnutzungsentgelte (tarifliche Flexibilität) **erfolgen**. Das Gebotsmanagement, und damit das kostenoptimierte Bezuschlagen und Aktivieren von Flexibilitätsangebot und -bedarf sollte sehr grundlegend als Funktionalität der Flexibilitätsplattform definiert werden. Die bisherige Bestimmung lässt diesbezüglich noch Interpretationsspielraum. Die Koordination, sowie das „Durchreichen“ von Angeboten sollte zwischen und für Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber im Sinne einer effizienten Nutzung optimiert möglich sein.

Die Bestimmungen sehen ebenso vor, dass Ausnahmen für die marktbasierte Beschaffung für Flexibilitätsleistungen erwirkt werden können. Diese Möglichkeit wird durch E-Control unterstützt und ist insbesondere notwendig bis ausreichend Liquidität auf einer Flexibilitätsplattform vorhanden ist.

P 2024/06/010/1



E-Control schlägt daher insbesondere folgende Anpassungen vor:

- **Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen**

§ 120. (1) Verteilernetzbetreiber haben Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement für ihren Bedarf in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, wenn die Flexibilitätsbeschaffung gegenüber dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellt, die Effizienz beim Betrieb ihres Verteilernetzes dadurch verbessert wird oder ~~und~~ Verzögerungen bei neuen Netzzugängen dadurch wirtschaftlich effizient vermieden werden.

(2) Die Netzbetreiber haben der Regulierungsbehörde spätestens neun Monate nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes einen Vorschlag für eine gemeinsame Vorgehensweise für die transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Beschaffung von Flexibilität sowie einheitliche Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte vorzulegen. Die Spezifikationen haben die wirksame und diskriminierungsfreie Beteiligung aller Marktteilnehmer sicherzustellen. Dies gilt insbesondere für Marktteilnehmer, die verteilte Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung anbieten. Die Spezifikationen haben eine effiziente Beschaffung und einen effizienten Netzbetrieb zu gewährleisten. In dem Vorschlag ist insbesondere darauf einzugehen, wie Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern mit flexiblem Netzzugang gemäß § 85 und Tarifen mit unterbrechbarer bzw. regelbarer Leistungen gemäß § 109 Abs. 3 Z 3 bei der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen zu berücksichtigen sind.

(3) Die Regulierungsbehörde hat mit Verordnung einheitliche BeschaffungsModalitäten zur Beschaffung von Flexibilitätsleistung über die gemeinsame Flexibilitätsplattform gemäß § 123 und Spezifikationen der zu beschaffenden Produkte gemäß Abs. 2 festzulegen, wobei sie dabei nicht an den Vorschlag der Netzbetreiber gebunden ist. Soweit eine Ausnahme nach Abs. 5 vorliegt, sind keine Spezifikationen festzulegen.

P 2024/06/010/1

[...]

(5) Von ~~der~~ marktgestützten **Methoden der Beschaffung von Flexibilitätsleistungen im Sinne dieser Bestimmung** ist abzusehen, wenn die Regulierungsbehörde durch Verordnung feststellt, dass ~~eine~~ **die** marktgestützte Beschaffung ~~dieser Flexibilitätsleistungen~~ für einzelne Netzgebiete, ~~und~~ Netzebenen, ~~Anforderungen und~~ **Zeitbereiche oder Anforderungen der Netzbetreiber** wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder stärkeren Engpässen führen würde. **Die Verordnung kann alternative Maßnahmen, beispielsweise die Möglichkeit zu kostenbasierter Beschaffung von Flexibilitätsleistungen enthalten, wenn diese gegenüber der marktbasierten Beschaffung, dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellen.** Stellt die Regulierungsbehörde eine Ausnahme fest, hat sie ihre Entscheidung spätestens alle drei Jahre zu überprüfen und das Ergebnis der Überprüfung auf ihrer Website zu veröffentlichen.

- **Gemeinsame Flexibilitätsplattform**

§ 123. [...] (2) Die Mindestfunktionalität der Plattform gemäß Abs. 1 besteht darin,

1. vollständige Informationen zu den Bedarfen an Flexibilitätsleistungen für unterschiedliche Zwecke bereitzustellen;
2. vollständige Informationen zu verfügbaren Flexibilitätsleistungen, verfügbarer Laststeuerung und verfügbaren kurzfristigen Veränderung der Einspeisung anzubieten;
3. den **kostenoptimalen Einsatz und die Beschaffung (Gebotsmanagement)** von Flexibilitätsleistungen, ~~Engpassmanagement~~, **Netzreserve gemäß § 125 Abs. 2**, kurzfristiger Laststeuerung sowie der kurzfristigen Veränderung der Einspeisung unter Berücksichtigung der Netzsituation effizient zu koordinieren.

[...]

(4) Die Verpflichteten gemäß Abs. 1 können gemeinsam einen Dritten mit der Einrichtung und dem Betrieb der Plattform beauftragen, **sofern dieser die betreffenden Aufgaben mindestens genauso wirksam wahrnehmen kann wie die übertragenden Netzbetreiber.** Machen die Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch, haben sie jedenfalls sicherzustellen, dass die zu beauftragende Stelle in der Lage ist, die zu übertragenden Aufgaben unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen. **Die übertragende Netzbetreiber ist weiterhin für die Erfüllung seiner Verpflichtungen verantwortlich und stellt dabei unter anderem sicher, dass die Regulierungsbehörden Zugang zu den für die Aufsichtsfunktion erforderlichen Informationen hat.** Die Beauftragung ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Eine Beauftragung lässt die Verantwortlichkeit der Verpflichteten gemäß Abs. 1 für die Erfüllung der ihnen gesetzlich übertragenen Aufgaben unberührt.

Zu § 121, § 86 und § 59: Engpassmanagement im Übertragungsnetz

Die künftigen Herausforderungen im Übertragungsnetzbetrieb erfordern, dass Übertragungsnetzbetreiber kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen setzen müssen um Engpässe im Sinne von Art. 2 Nr. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 zu vermeiden. Dabei ist insbesondere darauf zu achten, dass effiziente Maßnahmen im erforderlichen Ausmaß gesetzt werden können. Die vorgeschlagenen Bestimmungen im Begutachtungsentwurf schränken Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Art der zu setzenden Maßnahmen, bspw. für kleine Stromerzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen oder hinsichtlich der Nutzung von nicht geeigneten Geboten auf anderen Märkten ein. Große Stromerzeugungsanlagen sollten verpflichtet sein nach Können und Vermögen im Rahmen des Engpassmanagements Anweisungen des Regelzonenführers nachzukommen. Weiters zeigt sich, die Notwendigkeit der größtmöglichen Harmonisierung von Ansprüchen für Engpassmanagement, um Diskriminierung vorzubeugen. Zudem sollte im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit die Möglichkeit der unentgeltlichen Begrenzung oder Beschränkung des Netzzugangs im Übertragungsnetz gemäß Art. 13 Abs. 7 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EU) 943/2019 umgesetzt werden. Eine mögliche Diskriminierung von Netzbenutzern, die am Übertragungsnetz -, gegenüber jenen, die am Verteilernetz angeschlossen sind, ist diesbezüglich unbedingt zu vermeiden.

Für ein funktionierendes System wird es notwendig sein, dass der Regelzonenführer unterschiedliche Mittel zur Behebung von Engpässen nutzen kann. Einerseits soll es dem Regelzonenführer möglich sein Flexibilitätsleistungen auf der Flexibilitätsplattform (bspw. Lasten) gemäß § 123 marktbasiert zu beschaffen. Größere Stromerzeugungsanlagen sollen kostenbasiert für Engpassmanagement herangezogen werden können. Zur bestmöglichen Vereinheitlichung soll das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts festgelegt werden. Auch soll es dem Regelzonenführer möglich sein, geeignet Angebote auf Regelreserve- und Intradaymärkten in Anspruch zu nehmen. Der Regelzonenführer sollte verpflichtet sein, kurz- und mittelfristige Maßnahmen (bspw. Schaltungen, Lastflusssteuerungen etc.) zu berücksichtigen und jene Maßnahme zu ergreifen die Engpässe kosteneffizient behebt. Auch sollte eine Abweichung vom Prinzip der Kosteneffizienz erfolgen können, bspw. um Liquidität auf der Flexibilitätsplattform in einer frühen Phase der Marktentwicklung zu beanreizen.

P 2024/06/010/1



E-Control schlägt daher insbesondere folgende Anpassungen vor:

- Pflichten der Erzeuger

§ 59. [...]

(4) Betreiber von Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von mindestens 1 MW sind verpflichtet, nach Können und Vermögen Anordnungen im Rahmen des Engpassmanagements gemäß §121 Abs. 1 Z2 zu leisten.

- Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz ~~für Einspeiser~~

§ 86. (1) Übertragungsnetzbetreiber können das garantierte Ausmaß des Netzzugangs einspeisender Netzbenutzer, Energiespeicher oder Verteilernetzbetreiber begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten sofern diese Beschränkungen ohne Abgeltung von wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten, sofern die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 eingehalten werden von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 2 mit Bescheid genehmigt wurden.

(2) Die Regulierungsbehörde Übertragungsnetzbetreiber stellen sicher, dass alle Beschränkungen des garantierten Netzzugangs oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Trägt der Netzbenutzer im Falle notwendiger Beschränkungen und Begrenzungen aufgrund von Engpässen am Netzanschlusspunkt die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses, gelten keine Beschränkungen.

(3) Verteilernetzbetreiber, die von Beschränkungen und Begrenzungen durch den Übertragungsnetzbetreiber gemäß Abs. 1 betroffen sind, können diese an die in ihrem Netzgebiet angeschlossenen Verteilernetzbetreiber, Energiespeicheranlagen oder einspeisenden Netzbenutzer ohne Abgeltung von wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten weiterreichen.

- Engpassmanagement im Übertragungsnetz

§ 121. (1) Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses im Übertragungsnetz über die Begrenzungen und betrieblichen Beschränkungen des Netzzugangs gemäß § 86 hinaus erforderlich, ist schließt der Regelzonenführer in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum ermächtigt:

1. in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern mit Marktteilnehmern Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen von Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität kleiner 1 MW, Energiespeicheranlagen mit einer Maximalkapazität kleiner 1 MW, sowie von

- Verbrauchsanlagen, die über die gemeinsame Flexibilitätsplattform gemäß § 123 angeboten werden, in Anspruch zu nehmen.
2. in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern Flexibilitätsleistungen von Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität ab 1°MW gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden gemäß § 59 Abs. 4 bzw. auf Basis von §125 anzuordnen.
 3. geeignete Angebote, die im Rahmen einer Regelreserveausschreibung eingebracht wurden (Regelarbeitsgebote), in Anspruch zu nehmen, wobei die Regelungen gemäß VO (EU) 2019/2195 einzuhalten sind.
 4. geeignete Angebote auf Intradaymärkten in Anspruch zu nehmen.

(2) Die Erbringung der angeordneten Flexibilitätsleistungen gemäß Abs.1 Z2 erfolgt mit Marktteilnehmern Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden; dabei sind die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einzuhalten.

(3) Das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Flexibilitätsleistungen gemäß Abs. 1 Z2 und Abs.4 ist in einer Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen, wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. Dabei ist auch sicherzustellen, dass bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird.

(4) Soweit darüber hinaus auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder **gesichert** reduzier**barer** Verbrauchsleistung besteht (Netzreserve), ist diese gemäß den Vorgaben des § 125 zu beschaffen. In diesen Verträgen können Erzeuger oder Entnehmer auch zu gesicherten Leistungen, um zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen in anderen Übertragungsnetzen beizutragen, verpflichtet werden. Zur Nutzung von Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Entnehmern im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in österreichischen Übertragungsnetzen kann der Regelzonenführer Verträge mit anderen Übertragungsnetzbetreibern abschließen. Bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sind dem Regelzonenführer die Aufwendungen, die ihm aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen entstehen, anzuerkennen.

(2) (Verfassungsbestimmung) Wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten und für deren Beseitigung Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Vereinbarung gemäß Abs. 1 nicht vorliegt, haben die Erzeuger auf Anordnung des Regelzonenführers, in Abstimmung mit den betroffenen Netzbetreibern, Flexibilitätsleistungen zu erbringen. Das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für diese Leistungen ist in einer Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen,

P 2024/06/010/1



~~wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. Dabei ist auch sicherzustellen, dass bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird. Abs. 1 letzter Satz gilt sinngemäß.~~

(5)(3) Der Regelzonenführer ist verpflichtet, im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum im Rahmen von Engpassmanagement jene Maßnahmen gemäß Abs.1 Z1 bis 5, § 86, sowie kurz- und mittelfristige betriebliche Maßnahmen zu ergreifen, mit denen nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen Engpässe im Übertragungsnetz zu den geringsten Kosten vermieden werden. Der Regelzonenführer kann davon abweichen, sofern dies im Sinne der Bestimmungen des Art. 13 VO (EU) 2019/943 erfolgt und sofern ein solches Vorgehen per Bescheid von mit der Regulierungsbehörde genehmigt wurde.

Zu §§ 124 ff: Netzreserve

Die bestehenden Regelungen zu Netzreserve sind bis Ende 2025 Beihilfen-rechtlich notifiziert. Es ist davon auszugehen, dass auch darüber hinaus, Bedarf für dieses Instrument bestehen wird. In der periodischen Umsetzung haben sich einige Verbesserungsnotwendigkeiten ergeben, die im 2. Bericht über die Situation in Bezug auf Erbringung einer Netzreserveleistung gem. § 23b Abs. 10 EWOOG 2010 abgeleitet werden. Aufgrund der **mangelnden Wettbewerbsintensität auf dem Partialmarkt der Netzreserve** sieht E-Control den Bedarf der **kostenbasierten Beschaffung** von Netzreserveleistung **in Fällen von Angebotsknappheit**. Weiters sollte der Wettbewerb insofern begünstigt werden, als dass Eintrittshürden für flexible Nachfrage und kleine Erzeugungsanlagen abgebaut werden. E-Control schlägt in diesem Zusammenhang vor, die Beschaffung von Netzreservebedarf über die neu geschaffene Flexibilitätsplattform zu ermöglichen. Darüber hinaus wäre eine Anpassung der Produkthanforderungen in Richtung kürzerer Kontrahierungszeiträume auch für große Erzeugungsanlagen zielführend. Die Veröffentlichung des maximalen Bedarfs im Ausschreibungsverfahren ist zudem ein Element, dass zu strategischem Bieterverhalten führen kann. In den Analysen der **E-Control zeigt sich außerdem, dass der ermittelte Bedarf an Netzreserve die tatsächlich genutzten Leistungen konstant übertrifft**. Daher sollte einerseits die **Methode zur Ermittlung auf eine probabilistische Herangehensweise ergänzt werden und die E-Control in ihrer regulatorischen Ausübung ermächtigt werden, Änderungen der Systemanalyse anzuordnen**. Darüber hinaus sollten in der Bedarfsermittlung auch kurz- und mittelfristige betriebliche (alternative) Maßnahmen zur

P 2024/06/010/1

Vermeidung von Engpässen, welche temporär eingesetzt werden können, sowie eine Ex-Post-Analyse berücksichtigt werden.

- **Netzreserve Anzeigepflichten und Systemanalyse**

§ 124. (1) Betreiber von ~~Strome~~Erzeugungsanlagen mit einer **Maximalkapazität** ~~Engpassleistung~~ von mehr als 1 MW sind verpflichtet, jährlich bis 30. September temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer ~~Stromerzeugungs~~Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer ~~Stromerzeugungs~~Anlage, **wenn dieser größer als 1 MW sind**, für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer **und der Regulierungsbehörde** 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 **angemessene** Leistung für die Netzreserve ab 1. Oktober erforderlich ist. Der Feststellung des **angemessenen** Netzreservebedarfs ist ein Betrachtungszeitraum von **einem** ~~zwei~~-Jahren zugrunde zu legen. **Die jährliche Systemanalyse hat auf Basis von Vorgaben der Regulierungsbehörde zu erfolge**. Dabei sind insbesondere

- 1. angemessene Annahmen bzw. Eingangsdaten (Szenarien), die kohärent mit der Abschätzung der angemessenen der Ressourcen gemäß § 130 sein müssen, für die Durchführung einer probabilistischen Analyse heranzuziehen;**
- 2. historische Entwicklungen zeitgleicher Engpassmanagementabrufe, die jeweils vorliegende energiewirtschaftliche Situation, die Häufigkeit der Abrufe, sowie die Entwicklung, Begründungen und alternative Maßnahmen zu Engpassmanagement-Mechanismen (Ex-Post-Analyse) zu analysieren und die Ergebnisse angemessen in der der Ermittlung des Netzreservebedarfs zu berücksichtigen;**
- 3. Differenzierungen nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen vorzunehmen;**
- 4. die angezeigten temporären, temporären saisonalen und endgültigen Stilllegungen gemäß Abs. 1 zu berücksichtigen;**
- 5. Einsätze ausländischer Kraftwerke, flexible Nachfrage und die resultierenden Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen zu berücksichtigen;**
- 6. Ausbauprojekte auf Basis des aktuellen Netzentwicklungsplans sowie kurz- und mittelfristige betriebliche Maßnahmen einzubeziehen;**
- 7. Besonderheiten aufgrund spezieller Wetter- oder anderer klimatologischer Situationen, Nachfragesituationen, Kraftwerksverfügbarkeiten (z. B. Revisionen) und geplante und nicht**

P 2024/06/010/1



geplante Nicht-Verfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Netzgebiet des Regelzonenführers oder im benachbarten Ausland angemessen einzukalkulieren und

- 8.** Potentiale flexibler Verbrauchsanlagen, Energiespeicheranlagen und Aggregatoren zu berücksichtigen, die geeignet sind, den Netzreservebedarf zu minimieren.

(3) Die Analyse gemäß Abs. 2 Z 2 ist durch den Regelzonenführer zu veröffentlichen, abgeleitete Maßnahmen sind in der Betriebsführung bzw. dem Netzentwicklungsplan angemessen zu berücksichtigen.

(4) Die Annahmen und Eingangsdaten (Szenarien) gemäß Abs. 2 Z 1 sind mit der Regulierungsbehörde abzustimmen, die Regulierungsbehörde kann diesbezüglich Verbesserungen auftragen. Der Regelzonenführer hat dieser Aufforderung Folge zu leisten. 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 zugrunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind nach abgeschlossener Kontrahierung gemäß § 125 Abs. 7 zu veröffentlichen.

(5) Die Regulierungsbehörde prüft die vorgelegte Systemanalyse auf Angemessenheit und unter dem Gesichtspunkt der Übereinstimmung mit den Kriterien aus Abs. 2 Z 1 bis 8 und der nach Abs. 2 definierten prozeduralen Vorgaben. In dieser Beurteilung kann sie Verbesserungen zur Änderung der Systemanalyse auftragen. Der Regelzonenführer hat dieser Aufforderung Folge zu leisten.

(6) Die Feststellung der angemessenen Leistung für die Netzreserve hat unter Berücksichtigung von betrieblichen Maßnahmen zu erfolgen, die in besonders kritischen Situationen unterstützen können, den sicheren Systembetrieb aufrecht zu erhalten.

- Beschaffung des angemessenen Netzreservebedarfs

§ 125. (1) Sollte der festgestellte angemessene Netzreservebedarf gemäß § 124 Abs. 5 die Hälfte der Stilllegungsmeldungen gemäß § 124 Abs. 1 nicht übersteigen, so hat dDer Regelzonenführer ~~hat~~ den festgestellten Netzreservebedarf gemäß § 124 Abs. 2 mittels ~~eines~~ transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen. Teilnehmerechte sind

1. Betreiber von inländischen StromeErzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität Engpassleistung von mindestens 1 MW, deren Stilllegung im Fall von StromeErzeugungsanlagen gemäß § 124 Abs. 1 innerhalb des jeweiligen Ausschreibungszeitraums angezeigt wurde;
2. ~~Entnehmer mit einer Engpassleistung~~ Betreiber von Verbrauchsanlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mindestens 1 MW, die durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen

P 2024/06/010/1

ihren Verbrauch temporär, ~~zumindest aber für 6 Stunden~~, reduzieren oder zeitlich verschieben können;

3. Aggregatoren, die mehrere ~~Strome~~Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten zu einem gesamthaft abrufbaren Pool mit einer **netzwirksamen Engpassl-**Leistung von mindestens 1 MW zusammenfassen, sowie
4. Betreiber von ~~Strome~~Erzeugungsanlagen mit einer **Maximalkapazität 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, und~~ wenn sie Stilllegungen ihrer Anlagen in vergleichbarer Weise wie § 124 Abs. 1 ihrem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber oder der Regulierungsbehörde für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum angezeigt haben.

Der Regelzonenführer kann für die teilnahmeberechtigten Anbieter gemäß Abs. 1 Z 1 bis 4 nähere Festlegungen der Örtlichkeit, Abrufdauer und Vorlaufzeit treffen, wenn dies in der Systemanalyse gemäß § 124 als zur Bedarfsdeckung als notwendig identifiziert wird.

(2) Der Regelzonenführer hat zur Beschaffung des angemessenen Netzreservebedarfs auf der gemeinsamen Flexibilitätsplattform gemäß § 123 in angemessener Weise Produkte für Erzeuger mit weniger als 1 MW Maximalkapazität, Verbrauchsanlagen gemäß Abs. 1 Z 2 sowie Aggregatoren gemäß Abs. 1 Z 3 auszuschreiben. Der Anteil des über die gemeinsame Flexibilitätsplattform zu beschaffenden angemessenen Netzreservebedarfs richtet sich dabei nach Höhe und Verfügbarkeit erwarteter, sowie historischer Angebote und ist mit der Regulierungsbehörde abzustimmen und bei der Beschaffung gemäß § 125 Abs. 1 bzw. 3 bis 6, sowie 8 und 9 nicht zu berücksichtigen.

(3) Der Regelzonenführer hat die Anbieter **zunächst in einem zweistufigen **marktgestützten** 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 § 124 Abs. 2 zweiter Satz;~~

1. den Zeitraum, in dem ein Netzreservebedarf gemäß § 124 Abs. 2 festgestellt wurde;

P 2024/06/010/1

2. die Produkte, die auf Basis der angezeigten Stilllegungen gemäß § 124 Abs. 1 sowie der Ergebnisse der Systemanalyse gemäß § 124 Abs. 2 zur Deckung des festgestellten Netzreservebedarfs gemäß den nachstehenden Absätzen zu beschaffen sind.

Als Produkte gemäß Z 2 kommen ~~Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von zwei Jahren~~, Netzreserveverträge mit einer Laufzeit von einem Jahr sowie saisonale Netzreserveverträge in Betracht. **Für teilnahmeberechtigte Erzeuger gemäß Abs. 1 Z 1 bis 1 MW Maximalkapazität, Verbrauchsanlagen gemäß Abs. 1 Z 2 sowie Aggregatoren gemäß Abs. 1 Z 3 sind Produkte mit Laufzeiten gemäß Abs. 2 zulässig.** Bei der Festlegung der Produkte sind laufende Netzreserveverträge sowie die Kriterien des Abs. 7 Z 1 bis Z 4 zu berücksichtigen.

(4) 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 § 124 Abs. 1, die ein Angebot für einen zweijährigen Netzreservevertrag legen möchten, sind verpflichtet, auch ein Angebot für einen einjährigen Netzreservevertrag zu legen.

(5) 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.

(6) Die eingelangten Angebote werden auf Basis eines Referenzwertes überprüft, welcher sich durch den **preislichen mengengewichteten Durchschnitt aller Angebote der angebotenen Netzreserveleistung nach dem Günstigkeitsprinzip** 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 § 124 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.

(7) Sollte auf Basis des Berichts der Regulierungsbehörde über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 125 Abs. 10 Anpassungsbedarf bei der Ermittlung des Referenzwertes bestehen, so können von § 125 Abs. 5 abweichende Prozentsätze festgelegt werden.

(8) 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 § 124 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~~ **auf ihre rechtliche, technische und ökonomische Richtigkeit hin** 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.

(9) 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 § 124 Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraums abgeschlossen werden.
[...]

~~2. Zweijährige Netzreserveverträge dürfen nur abgeschlossen werden, wenn für den gesamten Vertragszeitraum ein kontinuierlicher Netzreservebedarf gemäß § 124 Abs. 2 festgestellt wurde.~~

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

2 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.

(10) Kann der für ~~das erste Jahr des~~ Betrachtungszeitraums gemäß § 126 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, **oder übersteigt der**

festgestellte angemessene Netzreservebedarf gemäß § 124 Abs. 5 die Hälfte der Stilllegungsanzeigen gemäß § 124 Abs. 1, so sind die ~~noch nicht ausgewählten~~ Betreiber geeigneter **inländischer Strome**Erzeugungsanlagen durch die Regulierungsbehörde zur Bekanntgabe ihrer Aufwendungen und Kosten gemäß § 126 Abs. 3 binnen angemessener, drei Wochen nicht überschreitender Frist aufzufordern. Die Regulierungsbehörde hat diese Kosten nach Maßgabe des § 126 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 § 133 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.~~

(11) Wird der Betreiber einer Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 Z 1 nicht ausgewählt, hat dieser die Anlage für den gemäß § 124 Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraum außer Betrieb zu nehmen, es sei denn § 126 Abs. 1 oder § 127 Abs. 3 sind anwendbar.

(12) 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 im 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.

Zu § 130: Abschätzung der Angemessenheit auf nationaler Ebene

E-Control begrüßt die Bestimmung zur Durchführung einer Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene im Sinne der im Sinne von Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943 und damit die Möglichkeit die Ergebnisse des European Resource Adequacy Assessments besser Einordnen und Interpretieren zu können, sowie zusätzliche Sensitivitäten und Besonderheiten auf nationaler Ebene zu berücksichtigen.

Aufgrund der mannigfaltigen Bedeutung, die eine solche Analyse haben kann, erachtet es E-Control als wesentlich, dass die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene nicht nur in enger Abstimmung mit E-Control erfolgt, sondern dass E-Control auch (verbindliche) Vorgaben an den Regelzonenführer erteilen und bei Bedarf auch

P 2024/06/010/1

Änderungen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene auftragen kann.

Weiters sieht E-Control die Notwendigkeit in den Übergangsbestimmungen die erstmalige verbindliche Durchführung der Abschätzung der Angemessenheit der nationaler Ebene an den Zeitpunkt der Erlassung des Gesetzes anzupassen. Eine ordnungsgemäße Umsetzung im Sinne des Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943 erscheint bei Erlassung des Gesetzes im Sommer des heurigen Jahres nicht umsetzbar .

E-Control schlägt daher folgende Anpassungen vor:

- **Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene**

§ 130. (1) Der Regelzonenführer hat in enger Abstimmung mit der Regulierungsbehörde und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bis zum 30. Juni **2025, und in der Folge eines-jedens** ~~geraden~~ Kalenderjahres eine Untersuchung zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene durchzuführen und zu veröffentlichen. Der Betrachtungszeitraum der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene beginnt mit dem 1. Jänner des zweiten auf die Berichtslegung folgenden Jahres und hat sich auf zehn Jahre und **mindestens** zwei zu definierende Zieljahre innerhalb dieses Zeitraums zu erstrecken.

(2) Die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene hat die zentralen Referenzszenarien im Sinne von Art. 23 Abs. 5 lit. b der Verordnung (EU) 2019/943 zu beinhalten und ist nach den Vorgaben des Art. 24 der Verordnung, **sowie Vorgaben der Regulierungsbehörde** zu erstellen. Die zusätzlichen Sensitivitäten, welche im Rahmen der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene berücksichtigt werden sollen, sind vom Regelzonenführer nach Konsultation mit der Regulierungsbehörde **unter Berücksichtigung der Vorgaben** zu erstellen. **Die Regulierungsbehörde kann diesbezüglich Änderungen auftragen. Der Regelzonenführer hat dieser Aufforderung Folge zu leisten. Der Regelzonenführer legt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene** ~~und von~~ der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie **zur Genehmigung** mit Bescheid ~~zu genehmigen~~ vor. [...]

Zur Umsetzung der überarbeiteten Strombinnenmarkt-VO und RL

E-Control begrüßt die bereits seitens des zuständigen Ministeriums angekündigte Maßnahme, die aktuell auf europäischer Eben bereits abgestimmte Novelle der EBM-VO und EMB-RL zu screenen und gegebenenfalls Anpassungen im Rahmen der EIWG-Gesetzgebung zu berücksichtigen. Aus Sicht der Behörde könnte eine rechtliche Basis für das Flexibilitätsassessment bereits im EIWG geschaffen werden. Die Methoden für dieses Assessment werden dazu bereits in europäischen Gremien im Rahmen von

ACER-Arbeitsgruppen erörtert. Darüber hinaus wäre eine Prüfung der Umsetzung der Vorgaben zu „dedicated measurement devices“ und „PPAs“ zielführend.

Zur Umsetzung REMIT II

Der Begutachtungsentwurf für das EIWG bzw. E-ControlG enthält notwendige Vorschriften betreffend Verfolgung, Verjährung und Zuständigkeit in Angelegenheiten der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT), um deren vollständige Umsetzung und die Kohärenz mit der Finanzmarktregulierung sicherzustellen.

Im Dezember 2023 einigten sich die europäischen Institutionen auf eine Überarbeitung der REMIT im Rahmen des Reformpakets zum Strommarktdesign – genannt „REMIT II“.³ Mit der Veröffentlichung der neuen Regeln im Amtsblatt der Europäischen Union ist noch im ersten Halbjahr 2024 – wahrscheinlich Anfang Juni 2024 - und damit vor einem geplanten In-Kraft-Treten des EIWG, zu rechnen.

REMIT II beinhaltet neue Vorgaben an die Mitgliedstaaten, die im Rahmen des EIWG-Pakets teilweise bereits umgesetzt werden. Die Systematik, die im EIWG-Begutachtungsentwurf vorgeschlagen wird, kann somit weitestgehend beibehalten werden. An einigen Stellen ergibt sich jedoch Präzisierungs- bzw Anpassungsbedarf, der im Wesentlichen durch das Unionsrecht bereits determiniert ist.

In folgenden Bereichen beinhaltet REMIT II neue Regelungen:

Neue Zuständigkeiten: REMIT II erfasst erstmals für den Energiegroßhandelsmarkt den algorithmischen Handel bzw. die Gewährung von direktem elektronischem Zugang zu organisierten Handelsplätzen. Für Marktteilnehmer aus Drittstaaten wird es höhere Anforderungen hinsichtlich der Registrierung geben. In diesen Bereichen ergeben sich neuartige Aufsichtszuständigkeiten für die Regulierungsbehörden, die umzusetzen sind.

Teilharmonisierung bei Sanktionen: REMIT II sieht im neuen Art. 18 wie das EIWG verwaltungs(straf)rechtliche Sanktionen gegen natürliche sowie juristische Personen, verhängt durch die Regulierungsbehörde, vor. Hier werden vom Unionsgesetzgeber nun Mindesthöhen für die maximalen Geldbußen vorgegeben. Diese müssen in das EIWG bzw. E-ControlG integriert werden. Im Gegenzug sieht REMIT II keine strafrechtlichen Sanktionen

³ <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/11/16/protection-against-market-manipulation-in-the-wholesale-energy-market-council-and-parliament-reach-deal/>

P 2024/06/010/1

vor, weshalb die Normen zur strafrechtlichen Verantwortlichkeit und zur Zuständigkeit der Staatsanwaltschaft im EIWG/ E-ControlG entfallen können.

Untersuchungs-/Ermittlungskompetenzen: REMIT II sieht eine neue Zuständigkeit von ACER bei Ermittlungen iRv grenzüberschreitenden Fällen vor. ACER wird hier Kompetenzen wie Informationssuchen, Befragungen oder Vor-Ort-Inspektionen/Hausdurchsuchungen bekommen. Bei Nicht-Befolgung kann ACER Zwangsgelder gegen Marktteilnehmer verhängen (Art. 13a-13g REMIT). Bei manchen Ermittlungsschritten ist ein Vorgehen nach jeweiligem nationalen Recht notwendig. Es sind also verfahrensrechtliche Anpassungen notwendig, um die Ermittlungskompetenzen in Kooperation mit der nationalen Regulierungsbehörde zu ermöglichen. Um eine unionsrechtlich unzulässige Ungleichbehandlung mit rein nationalen Fällen auszuschließen, sollten diese Kompetenzen für ACER bzw. E-Control parallel und in gleicher Art verankert werden.

Verfahrensrecht: REMIT II sieht einerseits die oben beschriebenen Ausweitungen der Untersuchungsverfahren vor, andererseits wird die Vollanwendung von REMIT auf Energiederivate, also Finanzprodukte, festgelegt. Dies bedeutet, dass Untersuchungsverfahren in Zukunft maßgeblich komplexer werden und unterschiedlichste Märkte, Mitgliedstaaten bzw. Behörden betreffen können. Um weiterhin eine effektive Umsetzung zu gewährleisten sind Anpassungen des Verfahrensrechts unerlässlich.

Abschließend ist zu anmerken, dass die hier genannten unionsrechtlichen Regelungen auch im GWG 2011 gleichartig für den Gasbereich zu implementieren sind.

Zu Übergangsbestimmungen

Das bestehende Gesetzesvorhaben beinhaltet zahlreiche Bestimmungen, die zusätzliche Verpflichtungen für Marktteilnehmer, Behörden und sonstige beinhaltet. Vor Inkrafttreten ist aus Sicht der E-Control sorgsam zu prüfen, welche Bestimmungen unmittelbar und welche erst nach gewissem Zeitablauf Wirksamkeit erlangen sollen. Des Weiteren ist aus Sicht der E-Control zu prüfen, welche Bestimmung mit Außerkrafttreten des EIWOG 2010 i.d.g.F. weiterhin für eine gewisse Übergangszeit bestehen müssen.

P 2024/06/010/1

E-Control schlägt im Hinblick auf die Entgelte-Bestimmungen insbesondere folgende Anpassungen vor:

- **Allgemeine Übergangsbestimmungen**

[...]

(5) Die §§ 116 bis 119 sind erstmals auf Verwaltungsverfahren anzuwenden, welche nach dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der jeweiligen Bestimmung eingeleitet wurden. Die erste Festlegung der Regulierungssystematik nach § 116 Abs. 1 hat, unbeschadet des ersten Satzes, für einen Zeitraum nach Ende der mit Inkrafttreten bereits laufenden Regulierungsperioden gemäß § 59 Abs. 3 ElWOG 2010 zu erfolgen. [...]

(12) Bis zur Erlassung der Verordnung gem. § 76 Abs. 1 sind die gemäß § 47 ElWOG 2010 genehmigten allgemeinen Bedingungen weiter zu verwenden.