4-ÜNB-Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG)

Allgemeine Anmerkungen zum Gesetz (4500 inkl. Leerzeichen)

Die 4 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) begrüßen, dass die lang erwartete Kraftwerksstrategie und der Adhoc-Kapazitätsmarkt mit dem vorgelegten Gesetzesentwurf zum StromVKG den nächsten Schritt der Umsetzung erreicht und noch dieses Jahr Langfristkapazitäten ausgeschrieben werden sollen, die die Versorgungssicherheit stützen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind bereit, dort wo sinnvoll und angemessen und international üblich Rollen in der Umsetzung zu übernehmen. Dafür muss die Finanzierung der Umsetzungsaufgaben gesichert sein.

Große Risiken aufgrund des ambitionierten Zeitplans: Insbesondere die Ermöglichung der Präqualifikation ab dem 01.03.2027 sowie die erste Durchführung einer umfassenden Auktion (mit Neubau und Bestand, Lasten, aggregierten Pools und ggf. sogar dem Ausland) zum 01.10.2027 stellen die ÜNB vor extreme Herausforderungen. In dieser kurzen Frist eine robuste, nutzerfreundliche und auditierbare IT-Lösung herzustellen, ist kaum darstellbar. Daraus entstehen den ÜNB hohe Risiken. Erleichterungen, wie die Verschiebung von T-4 (um ein Jahr) und die Anforderungen an T-4 zu reduzieren, z.B. keine aggregierten Pools in T-4 zulassen, würde eine realistische Umsetzung ermöglichen. Wesentlich für einen Start im Jahr 2027 ist eine Verabschiedung des Gesetzes vor der Sommerpause 2026, damit die ÜNB alle notwendigen Details für die Umsetzung rechtssicher berücksichtigen können.

Refinanzierung von ÜNB-Kosten: Der Anspruch auf Kostenerstattung von Förder-/Kapazitätskosten und vorab entstehenden Administrationskosten wird bislang lediglich sehr allgemein in der Zielbeschreibung sowie in der Gesetzesbegründung adressiert. Eine konkrete und rechtssichere Verankerung der Kostenerstattung im Gesetzestext selbst fehlt. Demgegenüber ist der Anspruch der Bezuschlagten gegenüber den ÜNB ausdrücklich und verbindlich geregelt. Diese asymmetrische Ausgestaltung sowie die große Diskrepanz der Kostenschätzungen im Gesetz und bei den ÜNB führt zu erheblichen rechtlichen und bilanziellen Unsicherheiten für die ÜNB. Dies würde durch negative Ergebnis- und Liquiditätseffekte hohe betriebswirtschaftliche Auswirkungen mit sich bringen.

Vor diesem Hintergrund ist eine explizite gesetzliche Regelung des Kostenerstattungsanspruchs der Administrations- und IT-Kosten zwingend geboten. Nur eine klare Normierung im Gesetz stellt sicher, dass der finanzielle Anspruch der ÜNB auf Ausgleich der ihnen durch dieses Gesetz entstehenden Kosten hinreichend belastbar ist, um im Rahmen der Rechnungslegung berücksichtigt und testiert werden zu können. Des Weiteren bedarf es einer rechtssicheren Regelung zur Refinanzierung der Auszahlungen an die Bezuschlagten oder eines Auszahlungsvorbehalts, falls bis zum Auszahlungszeitpunkt die diesbezügliche Refinanzierung der ÜNB nicht gesetzlich geregelt ist.

Die im Gesetzesentwurf zugrunde gelegten Annahmen zu den Administrationskosten sind aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar. Eigene Berechnungen und ein Vergleich mit den Erfahrungen europäischer Nachbarstaaten führen zu signifikant höheren Kostenansätzen. Hier bedarf es einer Überprüfung und Anpassung der Annahmen, um die notwendige gesetzliche Klarheit zu schaffen.

Dimensionierung: Bei der Dimensionierung des Kapazitätsmarkts, einschließlich der Bestimmung der Reduktionsfaktoren und der Auktionsvolumina, ist die BNetzA sowohl für die Berechnung, Prüfung als auch Festlegung dieser entscheidenden Größen verantwortlich. Die ÜNB weisen darauf hin, dass bei ihnen u.a. durch die Durchführung des European Resource Adequacy Assesment (ERAA) Kompetenzen in diesem Themenfeld aufgebaut wurden. Zudem hat sich in allen anderen Mitgliedsstaaten eine Arbeitsteilung ergeben, bei der die ÜNB rechnen und die nationalen Regulierungsbehörden bestätigen. Wir empfehlen daher für die Einführung eines Kapazitätsmarkts in Deutschland, die Aufgabe der Dimensionierung in der international bewährten Arbeitsteilung bei den Übertragungsnetzbetreibern zu verankern und die Bestätigungsinstanz der Bundesnetzagentur zuzuordnen (4-Augen-Prinzip).

Weiterer Regelungsbedarf: Die ÜNB sind der Auffassung, dass einige zentrale Details (z.B. welche Daten konkret für das Verfügbarkeitsmonitoring genutzt werden und entsprechend auch Grundlage für eine Pönale bei Nicht-Verfügbarkeit sind) nicht ausreichend klar im Gesetz geregelt sind. Um eine rechtssichere Erlösabschöpfung und Verhängung von Pönalen bei Nicht-Verfügbarkeit zu gewährleisten, benötigen die ÜNB eine genauere Ausgestaltung von Abläufen, beispielsweise in Form von Teilnahmebedingungen oder anderen Regelungen.

Abschnitt 1: Allgemeine Bestimmungen (4500 inkl. Leerzeichen)

§ 2 Begriffsbestimmungen

Die 4 ÜNB weisen darauf hin, dass die getroffenen Legaldefinitionen in § 2 StromVKG nicht mit den in § 3 EnWG getroffenen Legaldefinitionen übereinstimmen.

Um Klarheit zu schaffen, sollte der Begriff Werktag klar definiert werden, z.B. nach “Feiertagskalender nach GPKE und GeLi Gas”

Zudem sollte eine Definition des regelzonenverantwortlichen ÜNB bzw. Anschluss-ÜNB erfolgen: der ÜNB, in dessen Netz die Anlage direkt oder indirekt angeschlossen ist.

§ 2 Nr. 2 „Anlage“

Die Definition weicht von der in § 3 Nr. 32 EnWG getroffenen Definition für „Energieanlage“ ab.

Die 4 ÜNB schlagen vor, anstelle einer neuen Begriffsbestimmung im § 2 Nr. 2 StromVKG auf die Definition in § 3 Nr. 32 EnWG für „Energieanlage“ zu verweisen.

§ 2 Nr. 9 „Erzeugungsanlage“

Die in § 2 Nr. 9 getroffenen Legaldefinition für Erzeugungsanlage ist inhaltlich nicht korrekt. Verwiesen wird auf § 3 Nr. 43 EnWG mit dem Zusatz „unter anderem Kraftwerke und Stromspeicheranlagen“.

Wir weisen ausdrücklich darauf hin, dass der § 3 Nr. 43 EnWG lediglich reine Erzeugungsanlagen umfasst. Speicheranlagen sind eine Anlagenart sui generis und genießen eine eigene Legaldefinition in § 3 Nr. 36 EnWG „Energiespeicheranlage“.

Die 4 ÜNB schlagen daher die Streichung des Verweises auf das EnWG vor und empfehlen eine reine Bezugnahme auf die Anlagentypen “Kraftwerk” und “Stromspeicher” im Sinne dieses Gesetzes.

Konkret schlagen wir folgende Formulierung vor, um Missverständnisse zu vermeiden:

““Erzeugungsanlage” ein Kraftwerk oder eine Stromspeicheranlage”

§ 2 Nr. XX „Inbetriebnahme“

Die 4 ÜNB empfehlen die Aufnahme einer Legaldefinition für Inbetriebnahme. Vorschlag der ÜNB: „*Inbetriebnahme“ die erstmalige auf Dauer angelegte Inbetriebsetzung zum Zweck der rein kommerziellen Erzeugung elektrischer Energie nach abgeschlossener Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft einer Anlage.*“

§ 2 Nr. 33: “Standort”

Die 4 ÜNB empfehlen eine Überarbeitung der Begriffsdefinition des Standortes nicht zuletzt aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Ausschreibung von Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten nach § 12 Abs. 3.

„Standort“ ist derzeit legaldefiniert als der Errichtungs- und Betriebsort einer Anlage oder mehrerer Anlagen, der sich durch die postalische Adresse oder, falls eine solche nicht existiert, durch die Bezeichnung des Flurstücks oder der geografischen Koordinaten von anderen Standorten unterscheidet, wobei der Stand zum 31. Dezember 2025 maßgeblich ist. Diese Begriffsdefinition erscheint nicht praktikabel. Standorte sind regelmäßig historisch gewachsen und umfassen meist einen ganzen Kraftwerkspark an einem sich über mehrere Flurstücke hinweg befindlichen, aber im Gesamtgepräge doch sehr gut einheitlich zu betrachtenden Ort. Die einzelnen Erzeugungsanlagen werden dabei vor allem blockweise unterschieden (insbesondere zur ggf. erforderlichen Abgrenzung von Markt- und Netzreserveanlagen), diese Blöcke erstrecken sich mit den betriebsnotwendigen Nebenanlagen aber zumeist über mehrere Flurstücke.

Demnach sind die derzeit hier angeführten Tatbestandsmerkmale für eine erforderliche Abgrenzung nicht hinreichend und u.U. auch nicht praktikabel. Dagegen erscheint ein Abstellen auf Tatbestandsmerkmale wie unmittelbarer räumlicher (vgl. Regelungen zur Eigenversorgung im EEG) bzw. betriebstechnischer (vgl. Regelungen aus der BImSchG) Zusammenhang in einem Alternativverhältnis erfolgsgeneigt. Der Vorschlag der ÜNB wäre demnach:

„„*Standort“ der Errichtungs- und Betriebsort einer Anlage oder mehrerer Anlagen, der sich durch den unmittelbaren räumlichen oder betriebstechnischen Zusammenhang von anderen Standorten unterscheidet, wobei der Stand zum 31. Dezember 2025 maßgeblich ist,*“

Abschnitt 2: Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina (4500 inkl. Leerzeichen)

Die vier ÜNB empfehlen, die **Ermittlung des Gesamtbedarfs** gemäß § 6 Absatz 2 sowie die wesentlichen Verfahrensschritte der Ermittlung der Ausschreibungsvolumina und der Reduktionsfaktoren rechtssicher bei den Übertragungsnetzbetreibern zu verankern und die Bestätigungsinstanz der Bundesnetzagentur zuzuordnen (4-Augen-Prinzip).

Die vier ÜNB verfügen aufgrund ihrer koordinierten Verantwortung für Netz- und Systemsicherheit über umfassende netztechnische Transparenz, Echtzeitdaten sowie hohe Prognosekompetenz. Diese technische Systemexpertise ermöglicht eine realistische, effiziente und an den tatsächlichen Systemrisiken ausgerichtete Bestimmung des Kapazitätsbedarfs im Einklang mit europäischen Vorgaben.

Die Einbindung der ÜNB in den Konsultationsprozess des Versorgungssicherheitsmonitorings der BNetzA hat in den vergangenen Jahren zudem gezeigt, dass eine konstruktive Zusammenarbeit von BNetzA und ÜNB zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Prozesse führt. Diese bewährte Praxis sollte im Rahmen des Kapazitätsmarktes fortgeführt und weiter gestärkt werden, um eine hohe Qualität von Modellierungs-Methodik, Eingangsdaten und regulatorischen Bindungen sicherzustellen. Der aktuelle Vorschlag sieht hingegen vor, die Verantwortung für Analyse, Prüfung und Genehmigung bei einer einzigen Instanz, der Bundesnetzagentur, zu bündeln. Dies weicht von der europaweit etablierten Praxis ab, nach der die Dimensionierung operativ durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt und die Ergebnisse durch die Regulierungsbehörde geprüft und genehmigt werden.

Der vorgesehene Zeitplan vor allem nach § 6 Absatz 1 ist aus Sicht der ÜNB äußerst ambitioniert. Insbesondere die Fristen für die IT-Umsetzung (PQ-Tool und zugehörige Prozesse bis zum 01.03.2027 sowie Ausschreibungstool bis zum 15.08.2027 nach §28) und die Umsetzung der ersten

Prozesse sind kritisch zu bewerten, da Konzeption, Entwicklung, Test und Inbetriebnahme komplexer IT-Systeme in diesem Zeitraum nur mit erheblichen Risiken realisierbar sind. Aus diesem Grund sollte die t-4 Auktion und zugehörige PQ um ein Jahr verschoben werden.

Die 4 ÜNB begrüßen die regionale Steuerung auf Basis von Netzstabilitätsaspekten, die auf einer 4-ÜNB-Analyse beruht. Unter Berücksichtigung der Systembedarfe ist wichtig, dass etwa zwei Drittel der Anlagen im netztechnischen Süden und ein Drittel im Norden entsteht. Deshalb wird der Südbonus begrenzt auf 2/3 der Ausschreibungsmenge begrüßt. Durch eine günstige Verteilung wird der Redispatch-Bedarf gesenkt, der 2025 für Kosten in der Höhe von 3,1 Mrd. Euro verantwortlich war. Auch für den Netzwiederaufbau kommt es auf die Verortung an. Der Südbonus muss so gestaltet sein, dass die zwei Drittel im netztechnischen Süden und ein Drittel Verteilung im Norden erreicht wird. Das sichert die gesamtvolkswirtschaftliche Effizienz.

Abschnitt 3: Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen (4500 inkl. Leerzeichen)

Die in §15(1) geregelten Anforderungen sind nicht klar definiert. Es ist nicht ersichtlich, wer, wann und in welcher Form die Anforderung prüft. Für die ÜNB ergibt sich aus den aktuellen Formulierungen in der Praxis ein noch undefinierter Prüfaufwand, u.a. zu Fragen, welche Herstellerzertifikate eingereicht werden und welchen Anforderungen diese entsprechen müssen. Zudem ist die Erreichung der Zielgröße von 50% nicht klar beschrieben. **Daher sollte die Überprüfung entsprechender Zertifikate entfallen.**

Unterabschnitt 1: Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen (7500 inkl. Leerzeichen)

§11: Hier wird definiert, dass Doppelförderung ausgeschlossen ist. Konkret besagt Absatz (1) 2. c), dass kein Anspruch auf Förderung besteht nach Förderprogrammen oder Gesetzen, die ganz oder teilweise auf die gleichen förderfähigen Kosten abzielen wie dieses Gesetz. Bei der Formulierung sollte klar sein, dass damit keine Vergütungen von Systemdienstleistung (SDL) wie Regelleistung, Redispatch oder nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen --ausgeschlossen werden. Die Erbringung von SDL sollte nicht in Konkurrenz zu der Teilnahme am Kapazitätsmarkt stehen.

Unterabschnitt 2: Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 12 Abs. (3) Standortvorgaben

Aus Sicht der 4 ÜNB ist der § 12 Abs. 3 insgesamt komplex und schwer verständlich. Wir möchten anregen, zumindest eine Gliederungsstufe zu reduzieren und Nr. 1 in lit. a), b) und c) zu gliedern. Ggf. wäre es aber vorteilhafter, den Absatz 3 neu zu formulieren und statt der Beschreibung, welche Standorte zugelassen sind, nur zu beschreiben, welche Standorte nicht zugelassen sind.

Unser Eindruck ist zudem, dass es Fallkonstellationen gibt, die gemäß den bisherigen Regelungen in Nr. 1 nicht zugelassen sind, aber zugelassen sein sollten. Beispielsweise muss aus unserer Sicht der Ersatz von bestehenden Netzreservekraftwerken (unabhängig von deren Brennstoff, insbesondere aber im Fall von Steinkohle) durch gebotsgegenständliche Anlagen auch dann möglich sein, wenn bspw. am gleichen Standort Marktkraftwerke (unabhängig von deren Brennstoff) betrieben werden. Dies ist beispielsweise an einem Standort, an dem durch ein marktliches Gaskraftwerk Gas der Hauptenergieträger ist, an dem aber auch ein Gas- oder Kohlebefeuertes Netzreservekraftwerk steht, nicht gegeben. Hieraus entsteht zudem eine Schlechterstellung gegenüber Netzreservekraftwerken, die an einem Standort alleine stehen, da diese gem. § 12 lit. 1b) aa) immer zugelassen wären.

In § 12 lit. 1b) bb) sollte zudem angepasst werden, dass „alle“ (statt

„beide“) Anlagen „die in ihnen erzeugte elektrische Leistung“ (statt „den in ihnen erzeugten Strom“) vollständig einspeisen können.

Eine aus unserer Sicht verbesserte Fassung des § 12 Abs. 3, die diesen Anforderungen gerecht würde, könnte wie folgt lauten:

„(3) An den Ausschreibungen sind nur Gebote für Anlagen zulässig,

1. die an einem Standort errichtet werden, an dem

a) in den letzten fünf Jahren vor dem jeweiligen Gebotstermin keine gasförmigen Brennstoffe als Hauptenergieträger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden oder

b) mindestens eine Erzeugungsanlage betrieben wird, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes angezeigt wurde und die in den letzten fünf Jahren vor dem jeweiligen Gebotstermin, wenigstens zeitweise als systemrelevant nach § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes ausgewiesen waren, welche durch die gebotsgegenständliche Anlage ersetzt werden soll, oder

c) ausschließlich Erzeugungsanlagen betrieben werden, die nach Errichtung der gebotsgegenständlichen Anlage zum Zeitpunkt des Abschlusses der Präqualifizierung nach Abschnitt 8 zeitgleich in Volllast mit der gebotsgegenständlichen Anlage weiterbetrieben werden und dabei alle Anlagen die in ihnen erzeugte elektrische Leistung vollständig in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen können,

oder

2. deren installierte Leistung zum Zeitpunkt des Abschlusses der Präqualifizierung nach Abschnitt 8 in dem Umfang der gebotenen nominalen Leistung gegenüber dem 31. Dezember 2025 erweitert wird.“

Des Weiteren möchten wir darauf hinweisen, dass nach unserem Verständnis mit den bestehenden Regelungen (auch mit unserem Anpassungsvorschlag) auch Anlagen gefördert werden könnten, die (zumindest für das Zieldatum 2031) weder zu einer marktlichen noch zu einer technischen Leistungssteigerung führen würden. Beispielsweise könnte an einem Standort, an dem aktuell noch ein kohlegefeuertes Marktkraftwerk betrieben wird und dessen Netzanschlusskapazität beschränkt ist, ein Neubau gefördert werden, der dann aber nur das Kohlekraftwerk ablösen und (weder marktlich noch technisch) zu einer Erhöhung der verfügbaren Leistung führen würde. Das gleiche gilt, wenn am gleichen Standort neben dem kohlegefeuerte Marktkraftwerk noch ein gasgefeuertes Markt- oder Netzreservekraftwerk stünde, ohne dass Gas der Hauptenergieträger des Standorts ist. Langfristig (spätestens ab 2039) entsteht durch den geförderten Neubau auch in diesen Fällen eine marktliche Leistungssteigerung, zum Zieldatum 2031 hingegen nicht unbedingt.

Darüber hinaus möchten wir darauf hinweisen, dass **für Standorte, an denen durch die gebotsgegenständlichen Anlagen zwingend ein Netzreservekraftwerk ersetzt werden muss** (weil die Netzanschlusskapazität begrenzt ist), **folgende Nebenbedingungen aus Sicht der ÜNB dringend einzuhalten sind, sich bisher aber nicht im Gesetzesentwurf wiederfinden:**

- **Leistungsäquivalenz:**
  Soll die gebotsgegenständliche Anlage ein Netzreservekraftwerk ersetzen, muss sie mindestens eine vergleichbare elektrische Leistung aufweisen.

- **Absicherung der Übergangsphase:**
  Zudem ist zur Vermeidung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sicherzustellen, dass insbesondere von Oktober bis März keine Phase entsteht, in der (bspw. während der Bau- oder Inbetriebnahmephase) weder das Netzreservekraftwerk noch die neue Anlage für Einsatzanforderungen des ÜNB verfügbar sind.

- **Risiko für ÜNB bei fehlender gesetzlicher Regelung:**
  Erfolgt keine Aufnahme von Regelungen zur Absicherung der Übergangsphase in das StromVKG, könnte dies dazu führen, dass die ÜNB nach § 13 EnWG Bau oder Inbetriebnahme vorübergehend untersagen/ unterbrechen, wodurch Verzögerungen bei der

Fertigstellung der gebotsgegenständlichen Anlage eintreten können, was erhebliche Schadensersatzrisiken gegenüber den Anlagenbetreibern begründen könnte.

Unterabschnitt 3: Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume (7500 inkl. Leerzeichen)

Aufgrund des signifikanten Bedarfs an nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL), insbesondere bei der Momentanreserve, begrüßen die ÜNB, dass für alle 15 Jahresverträge Synergien für den sicheren Netzbetrieb gehoben und Anforderungen an die Bieter zu Erbringung von Momentanreserve gestellt werden.

§ 16 Erbringung von Momentanreserve. Zunächst sollte klargestellt werden, dass die Anforderungen nach § 16 StromVKG eine Teilnahme an der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve nach § 12h EnWG nicht ausschließen. Die im StromVKG vorgesehene Pflicht zur technischen Befähigung darf nicht so verstanden werden, dass hierdurch eine Vergütung für die tatsächliche Vorhaltung oder Bereitstellung von Momentanreserve im Rahmen eines Ausschreibungs- bzw. Beschaffungsverfahrens ausgeschlossen ist. Dies gilt insbesondere, soweit die jeweilige Anlage oder die zur Erfüllung herangezogene technische Einheit die Anforderungen des einschlägigen Beschaffungskonzepts erfüllt. Eine ausdrückliche Klarstellung ist erforderlich, um Fehlanreize zu vermeiden und sicherzustellen, dass zusätzliche Momentanreservepotenziale weiterhin marktlich erschlossen werden können.

Darüber hinaus begrüßen wir die Festlegung einer festen Anlaufzeitkonstante als einheitliche Berechnungsbasis für die nachzuweisende Momentanreserve. Die derzeitige Formulierung kann jedoch dahingehend missverstanden werden, dass die technische Realisierung der Anlage zwingend mit einer Anlaufzeitkonstante von exakt zwölf Sekunden erfolgen muss. Dies würde der technischen Ausgestaltung, insbesondere , im rotierenden Phasenschieberbetrieb nicht hinreichend Rechnung tragen. Entscheidend sollte sein, dass der nachzuweisende Umfang der Momentanreserve auf Basis einer Anlaufzeitkonstante von zwölf Sekunden berechnet wird; die konkrete technische Umsetzung und Parametrierung der Anlage sollte hiervon unberührt bleiben.

Wir schlagen daher vor, § 16 Absatz 1 Satz 2 wie folgt zu fassen:
„Die zusätzlich zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestehende Anforderung an die Momentanreserve der gebotsgegenständlichen Anlage wird berechnet mit einer Anlaufzeitkonstante von mindestens zwölf Sekunden bezogen auf die installierte Leistung der Netzanschlusswirkleistung über den Kapazitätsmechanismus geförderten Anlage. Die tatsächlich verwendete Anlaufzeitkonstante bei der Realisierung der Anlage bleibt hiervon unbeeinträchtigt“

Schließlich regen wir an, die Vorgabe zu überprüfen, wonach die Momentanreserve in derselben Regelzone zu erbringen ist, in der sich die gebotsgegenständliche Anlage befindet oder errichtet wird. Die Allokation der im StromVKG bezuschlagten Kraftwerke erfolgt nicht auf Grundlage konkreter Momentanreservebedarfe. Vor diesem Hintergrund ist aus systemischer Sicht nicht ersichtlich, dass eine zwingende Verortung der zur Erfüllung herangezogenen Momentanreserve in derselben Regelzone erforderlich ist. Vielmehr kann eine solche Vorgabe die Erfüllung der Anforderung erschweren, ohne dass damit ein zusätzlicher systemischer Nutzen verbunden wäre. Zur Absenkung unnötiger Markteintritts- und Erfüllungshürden sollte daher zugelassen werden, dass die Momentanreserve grundsätzlich im gesamten Bundesgebiet erbracht werden kann, soweit die technischen und systemischen Anforderungen erfüllt sind. § 16 Absatz 2 letzter Satz sollte entsprechend angepasst werden, etwa durch Ersetzung der Wörter „in derselben Regelzone“ durch „im Bundesgebiet“.

Unterabschnitt 4: Grenzüberschreitende Teilnahme an Ausschreibungen (7500 inkl. Leerzeichen)

Die bisherigen praktischen Umsetzungserfahrungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit der Teilnahme deutscher Anlagen an den belgischen und polnischen Kapazitätsmärkten zeigen, dass Vorbereitung, Vertragsgestaltung und Implementierung mit einem hohen Maß an Komplexität verbunden sind und erhebliche zeitliche Vorläufe erfordern. Bilaterale Vereinbarungen mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern lassen sich zudem aufgrund unterschiedlicher Marktdesigns, Datenverfügbarkeiten und rechtlicher Rahmenbedingungen nur begrenzt standardisieren und bedürfen jeweils spezifischer Anpassungen. Vor diesem Hintergrund sowie

angesichts der kurzfristig anstehenden Ausschreibungen für Erzeugungsanlagen und regelbare Lasten nach § 3 Absatz 1 Nummer 3 und der parallel erforderlichen Vertragsverhandlungen mit mehreren deutschen (elektrischen) Nachbarländern erscheint eine umfassende grenzüberschreitende Teilnahme aus dem Ausland bis zu den Kapazitätsausschreibungen am 1. Oktober 2027 derzeit nicht realistisch. Insbesondere sollten die Rahmenbedingungen so ausgestaltet werden, dass im ersten Schritt zunächst nur ans ÜNB-Netz angeschlossene Anlagen teilnehmen dürfen, um die operative Handhabbarkeit zu gewährleisten. Eine Ausweitung auf kleinere Anlagen sollte dann erst mit Umsetzung des vollumfänglichen Kapazitätsmarktes diskutiert werden.

Sollte der Bieter an mehreren Kapazitätsmarkten teilnehmen, müsste aus Sicht der ÜNB eine doppelte Vermarktung der Nennleistung ausgeschlossen werden.

Abschnitt 4: Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert[e] (4500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung.

Unterabschnitt 1: Aggregation (7500 inkl. Leerzeichen)

Aus Sicht der ÜNB sollte Aggregation so ausgestaltet werden, dass eine Abwicklung von vielen Anlagen einfach möglich ist, da aufgrund des engen Zeitplans keine Mehraufwände bei der Abwicklung von Kleinstanlagen umgesetzt werden können. Daher wird eine (aggregierte) Mindestgröße von Kleinanlagenpools (z.B. 1 MW) benötigt, um die Anzahl der Pools operativ abwickelbar zu halten. Bei Kleinanlagenpools ist außerdem eine Differenzierung nach Erzeugern, Speichern und Lasten entscheidend, um ein sinnvolles Monitoring zu ermöglichen. Mögliche Poolwechsel sollten so ausgestaltet werden, dass diese in notwendigen Abständen stattfinden, um den administrativen Aufwand nicht unnötig zu erhöhen (z.B. ein Poolwechsel je Monat). Einzelanlagen (>1 MW) sollten nicht wechseln können, da diese den eigentlichen Regeln der PQ unterliegen und keine vollständige PQ während des Lieferzeitraumes durchzuführen ist.

Aus Sicht der ÜNB muss sichergestellt werden, dass eine regelzonenübergreifende Aggregation ausgeschlossen ist, nur so kann eine ordnungsgemäße Abrechnung sichergestellt werden.

Unterabschnitt 2: Reduzierte Leistung (7500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung

Unterabschnitt 3: Referenzwert für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools (7500 inkl. Leerzeichen)

Die Methode zur Berechnung der Baseline von Lasten soll so ausgestaltet werden, dass diese über die bereits verfügbaren Monitoringdaten berechnet werden kann, um das Monitoring vor allem für dezentrale Lasten operativ abwickelbar zu halten. Dabei sollte auf Methoden verzichtet werden, die sich größtenteils auf Eigenangaben der Lasten (self-Declaration) stützt, da sie einen erhöhten Prüf- und Regulierungsaufwand verursachen und keine hinreichend belastbare Grundlage für eine ex-post-Validierung der Systemwirksamkeit bieten. Ebenso sollte die Methodik rechtssicher für die ÜNB anwendbar sein, da sie heterogene Lastenarten je nach Methode unterschiedlich bewertet und hieraus keine Klagerisiken entstehen dürfen.

Abschnitt 5: Präqualifizierung (4500 inkl. Leerzeichen)

Generelle Anmerkungen zur zeitlichen Umsetzung

Der vorgesehene Zeitplan ist aus Sicht der ÜNB äußerst ambitioniert. Insbesondere die Fristen für die IT-Umsetzung (PQ-Tool und zugehörige Prozesse bis zum 1.3.2027 sowie Ausschreibungstool bis zum 15.8.2027) und die Umsetzung der ersten Prozesse sind kritisch zu bewerten, da Konzeption, Entwicklung, Test und Inbetriebnahme komplexer IT-Systeme in diesem Zeitraum nur mit erheblichen Risiken realisierbar sind. Diesbezüglich sehen wir einen Haftungsausschluss seitens der ÜNB als unumgänglich an (vergleichbar dem §35 Abs. 6 Strompreisbremsengesetz).

Generelle Anmerkungen zur vorläufigen PQ und Zuständigkeiten

Für die Gebotstermine für Erzeugungs- und Langzeitkapazitäten ist eine vorläufige Präqualifikation vorgesehen. Die BNetzA führt die entsprechenden Ausschreibungen in 2026 und im Mai 2027 durch. Alle Anlagen reichen erst zu dem Gebotstermin Angaben und danach Eigenerklärungen sowie Nachweise für eine vorläufige PQ ein. Es ist derzeit unklar, an wen diese Unterlagen adressiert werden, wie der Übergang der Daten von der BNetzA an die ÜNB geregelt wird und ab welchem Zeitpunkt die ÜNB die Verantwortung für die Datenhaltung und -prüfung übernehmen. Hier ist eine klare, verbindliche Regelung zur Zuständigkeits- und Datenübergabe erforderlich.

§ 30 – Vollständige PQ-Angaben und Nachweise

- Definition des zuständigen ÜNB
    - Es wird geregelt, dass Änderungen dem zuständigen ÜNB mitzuteilen sind, ohne dass der Begriff des zuständigen ÜNB näher definiert ist. Hier sollte eindeutig festgelegt werden, dass der regelzonenverantwortliche ÜNB zuständig ist, in dessen Regelzone die jeweilige Anlage angeschlossen ist. Dies verhindert Doppelzuständigkeiten, Missverständnisse und ermöglicht die Zuordnung von Verantwortlichkeiten.

§ 31 – Vorläufige PQ

- Kriterien für die vorläufige PQ

Bei einer vorläufigen PQ ist vorgesehen, dass angegeben werden muss, warum der Zustand der Anlage keine vollständige PQ zulässt. Der Entwurf enthält jedoch keine klaren Kriterien oder Bewertungsmaßstäbe, anhand derer die ÜNB die Plausibilität und Zulässigkeit einer vorläufigen PQ einschätzen können. Zur Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten und zur Sicherstellung eines einheitlichen Vollzugs sollten diese Kriterien im Gesetz eindeutig definiert und praxisnah formuliert werden.

- Stromnetzanschlusszusage und Inbetriebnahmetermin (IBN)

Gegenwärtig ist es nicht bei allen ÜNB gängige Praxis, dass im frühen Prozess des Stromnetzanschlussbegehrens ein voraussichtliches Inbetriebnahme-Termin kommuniziert wird, weil für einen verbindlichen Termin, entsprechend viele technische Daten geprüft werden müssen. Hierfür muss eine rechtssichere und praktikable Umsetzung gefunden werden.

Generelle Forderung zur Information bei verspäteter Inbetriebnahme

- Aus Sicht der ÜNB ist eine verpflichtende Information zu möglichen Verzögerungen bei Neubaukraftwerken sinnvoll. Insbesondere sollten die Betreiber zu einem fest definierten Zeitpunkt (zur T-2 Auktion) ein Update geben, ob der ursprünglich geplante IBN-Termin gehalten werden kann. Auf Basis dieser Informationen könnten rechtzeitig fehlende Volumina nachbeschafft werden bzw. in T-2 berücksichtigt werden, falls absehbar ist, dass bestimmte Anlagen zum Lieferzeitpunkt nicht bzw. erst deutlich danach zur Verfügung stehen.
- Diese Meldepflicht sollte bestenfalls mit einem Anreizinstrument verknüpft werden: Werden Verzögerungen frühzeitig und realistisch gemeldet, könnte dies zu einer Reduzierung der Nichtrealisierungspönale führen.

§ 34 – Entscheidung über PQ und Veröffentlichung

- Frist und Inhalt der Veröffentlichung
    - Die Entscheidung über die PQ bis zum 31.07. und die anschließende Information der Ergebnisse an den Anbieter ist grundsätzlich sinnvoll, jedoch muss klar geregelt werden, welche Informationen dabei öffentlich zugänglich gemacht werden. Die Veröffentlichung des konkreten Volumens der präqualifizierten Anlagen kann aus wettbewerblicher Sicht kritisch sein. Insbesondere dann, wenn das ausgeschriebene Volumen größer ist als die einsehbare reduzierte Gesamtleistung aller präqualifizierten Anlagen, wäre strategisches Bieterverhalten (z. B. hinsichtlich der Höhe der Gebote) absehbar.

§35: Die PQ von Anlagen, die ein Indikativgebot abgegeben haben, darf auch frühestens mit Beginn der PQ für die erste Ausschreibung von Kapazitäten stattfinden.

Abschnitt 6: Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten (4500 inkl. Leerzeichen)

Unterabschnitt 1: Ausschreibungsverfahren (7500 inkl. Leerzeichen)

Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen, § 50 Absatz 7 dahingehend anzupassen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Öffnung, Prüfung und vorläufige Reihung der Gebote bei den Ausschreibungen für Kapazitäten nach § 3 Absatz 1 Nummer 3 übernehmen und nicht lediglich bei Bedarf hinzugezogen werden.

Aufgrund der engen fachlichen und prozessualen Verzahnung mit weiteren bei den ÜNB verorteten Aufgaben, insbesondere Präqualifikation, Übertragung, Monitoring sowie dem Betrieb der Internetplattform nach § 28 Absatz 6, sehen die ÜNB eine gesetzlich klar verankerte Rollenverteilung bei der Öffnung, Prüfung und vorläufigen Reihung der Gebote als sachgerecht an. Die Bezuschlagung der Gebote, der mögliche Ausschluss von Geboten und Bietern sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse sollte, wie in Abschnitt 6 verankert, durch die Bundesnetzagentur erfolgen.

Unterabschnitt 2: Sicherheiten (7500 inkl. Leerzeichen)

Allgemeiner Hinweis

Das im Gesetzentwurf vorgesehene Sicherheitenregime weist durch zahlreiche Detailregelungen und einen bislang unerprobten Prozess eine hohe Komplexität auf. Es ist bereits absehbar, dass hiermit zusätzliche Bürokratie entsteht, deren praktische Auswirkungen insbesondere im Vollzug deutlich würde. Die Übertragungsnetzbetreiber sprechen sich dringend dafür aus, das Sicherheitenkonzept möglichst eng an bewährten und etablierten Verfahren aus EEG und KWKG auszurichten, um die Praktikabilität zu erhöhen und unnötige administrative Belastungen zu vermeiden. Dies umfasst sowohl eine möglichst geringe Anzahl an Sicherheiten, den Beibehalt von Zuständigkeiten, als auch erprobte Fristen und Kommunikationswege.

§ 43 Sicherungsstelle

Abs. 2 Nr. 2: Die ÜNB empfehlen nachdrücklich, die BNetzA auch als Sicherungsstelle für die Realisierungssicherheit vorzusehen. Eine solche Zentralisierung entspricht bewährten Sicherungsregimen aus EEG und KWKG und ermöglicht es, bestehende Erfahrungen und Synergien zu nutzen. Zugleich würde die Sicherheitsverwaltung klar bei einem Akteur gebündelt, anstatt auf vier mehrere Akteure verteilt zu werden, was zusätzliche Bürokratie vermeidet, Prozesse vereinfacht und die Kommunikation zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Bundesnetzagentur und Marktteilnehmern klarer macht und deutlich reduziert. Zusätzlich stellt die Verwaltung von Sicherheit eine Tätigkeit außerhalb des Kerngeschäfts von ÜNB dar, für das zusätzliche Expertise und Ressourcen aufgebaut werden muss.

Eine Aufspaltung der Sicherungsstellen für Gebots- und Realisierungssicherheit birgt demgegenüber das Risiko von Verwechslungen bei Bietenden und von fehlerhaften Übermittlungen von Sicherheiten. Wenn sich die Stelle, die für die Entscheidung von Geboten zuständig ist von der Stelle unterscheidet, welche Sicherheiten verwaltet erhöht dies Unsicherheiten im Prozess für Bietende. All dies könnte zu erhöhtem Prüf- und Klärungsaufwand bei den beteiligten Stellen führen und im Zweifel sogar den Ausschluss von Geboten nach sich ziehen, wenn Sicherheiten nicht fristgerecht bei der jeweils zuständigen Stelle eingehen. In der Folge könnten zusätzliche Rechtsunsicherheiten und Klagerisiken entstehen.

Auch vor dem Hintergrund, dass die abschließende Präqualifizierung bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt, erscheint eine zentrale Sicherheitsverwaltung durch die Bundesnetzagentur sachgerecht. Eine einfache Information der Bundesnetzagentur nach Abschluss der Präqualifizierung ist deutlich praktikabler als fallbezogene Abstimmungen zur Freigabe oder Ablösung einzelner Sicherheiten. Dies vereinfacht den Prozess vermeidet Folgeaufwände durch unerprobte Prozesse entstehen können, wie z. B. Unklarheiten in der Rückgabe von Sicherheiten oder in der Entwertung von Zuschlägen. Zudem würde ein solcher Ansatz einen zügigen Austausch von

Gebots- und Realisierungssicherheit ermöglichen und die gleichzeitige Vorhaltung mehrerer Sicherheiten vermeiden, was die Kosten für Kapazitätsanbieter reduziert.

Es muss nicht zuletzt aus Effizienzgründen sichergestellt sein, dass die ÜNB für diesen Vorgang keine bankaufsichtsrechtliche Erlaubnis der BaFin benötigen. Insbesondere scheint im ersten Zugriff denkbar, dass es sich hier um ein erlaubnispflichtiges Einlagengeschäft i. S. d. § 1 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 KWG handelt. Eine Klassifizierung als Kreditinstitut i. S. d. § 1 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 KWG hätte zudem erhebliche Auswirkungen auf die Rechnungslegung, da nach erster Einschätzung in der Folge spezielle Vorschriften zur Rechnungslegung, Prüfung und Berichterstattung von Kreditinstituten (RechKredV, MaRisk, GwG, PrüfbV etc.) anzuwenden wären. Zudem enthält das KWG spezielle Prüfungs- und Offenlegungsvorschriften, unter anderem gegenüber der BaFin (§24-30 KWG). Wir empfehlen eine einheitliche Sicherungsstelle für die Gebots- und Realisierungssicherheit festzulegen. Dies wäre aus Sicht der ÜNB somit weniger fehleranfällig, administrativ schlanker und damit weniger komplex und bürokratieärmer und weist damit erhebliche Vorteile gegenüber einer Auftrennung der Sicherungsstelle auf.

§ 44 Gebotssicherheit

Die ÜNB empfehlen dringend eine Separierung von Gebots- und Realisierungssicherheit zu vermeiden, da diese als nicht zielführend erscheint. Stattdessen wird eine Orientierung am EEG und die Einführung einer Neubausicherheit und einer Bestandssicherheit empfohlen. Dabei sollte die Neubausicherheit die bisherige Gebotssicherheit und Realisierungssicherheit ablösen und die Bestandssicherheit die bisherige Gebotssicherheit. Dies würde dazu führen, dass pro Zuschlag maximal zwei Sicherheiten benötigt würden, was die Aufwände für alle Prozessbeteiligten deutlich reduziert, die Effizienz erhöht und unnötige Bürokratie vermeidet. Es empfiehlt sich, die Höhe der Sicherheiten auf gleiche Weise zu berechnen, damit die Prüfung der Korrektheit von Sicherheiten erleichtert und eine Ungleichbehandlung von Bietern vermieden wird.

§ 46 Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise

Abs. 1: Hinsichtlich der Höhe der Pönale nach Abs. 1 scheint aus Sicht der ÜNB die Angabe „multipliziert mit der gebotenen (reduzierten) Leistung“ zu fehlen. Aktuell wird die Pönalhöhe nur als Gebotswert ausgewiesen, ohne Multiplikation mit einer Leistung. Wir bitten die Korrektheit dieser Angabe zu prüfen.

Abs. 2: Nach Einschätzung der ÜNB ist es erforderlich Abs. 2 um eine Beschreibung der Folgen einer Nicht-Auffüllung zu ergänzen.

Außerdem würde eine Klarstellung begrüßt, ob für die Ausgleichssicherheit eine oder zwei Sicherheiten benötigt werden - also je eine Sicherheit für Ausgleichzahlungen und eine Sicherheit für die Pönale für unvollständige Funktionsnachweise. Der Text ist dahingehend nicht vollständig eindeutig formuliert.

§ 47 Arten und Verwahrung von Sicherheiten

Abs. 2: Der aktuelle Gesetzentwurf lässt Bürgschaften für die Ausgleichssicherheit hingegen zu. Für die Ausgleichssicherheit nach § 46 sind ausschließlich Barsicherheiten akzeptabel, da ein unkomplizierter anteiliger Zugriff auf die Sicherheit möglich sein muss. Ein regelmäßig durchgeführter, anteiliger Zugriff auf Bürgschaften, ist nach Einschätzung der ÜNB praxisfern und würde die Komplexität des Vollzugs stark erhöhen.

Abs. 3: Für eine reibungslose Abwicklung werden standardisierte Musterformulare für Bürgschaften (analog zum EEG) dringend von den ÜNB empfohlen.

§ 48 Freigabe von Sicherheiten

Abs.1: Da die Verzinsung von Geldbeträgen nach § 47 Abs. 2 Nr.2 ausgeschlossen ist sollte der Teilsatz "einschließlich etwaig erwirtschafteter Zinsen” zur Klarheit gestrichen werden.

§ 49 Einziehung von Sicherheiten

Abs. 1: In Nr. 2 fehlt die Rechtsfolge, wenn die Leistung der Realisierungssicherheit nicht in der kompletten Höhe erfolgt. In Nr. 3 fehlt die Rechtsfolge, wenn die Leistung der Ausgleichssicherheit nicht fristgerecht erfolgt. Es sollte geprüft werden, inwieweit die vollständige UND fristgerechte Leistung in beiden Fällen eine Voraussetzung ist.

Abs. 1: Es wird eine explizite Klarstellung benötigt, wer der Begünstigte der Einziehung der Gebotssicherheit ist. Nach Einschätzung der ÜNB sollte die Gebotssicherheit einem einzurichtenden StromVKG-Konto und damit dem Netznutzer zugutekommen. Die ÜNB bitten um Prüfung, ob die Verweiskette stringent ist und ob klar dargelegt ist, wer für welchen Sachverhalt die begünstigte Partei ist.

Abschnitt 7: Zuschlag (4500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung

Unterabschnitt 1: Zuschlagsverfahren (7500 inkl. Leerzeichen)

§50 Zuschlagsverfahren

Die Übertragungsnetzbetreiber empfehlen, § 50 Absatz 7 dahingehend anzupassen, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Öffnung, Prüfung und vorläufige Reihung der Gebote bei den Ausschreibungen für Kapazitäten nach § 3 Absatz 1 Nummer 3 übernehmen und nicht lediglich bei Bedarf hinzugezogen werden.

Aufgrund der engen fachlichen und prozessualen Verzahnung mit weiteren bei den ÜNB verorteten Aufgaben, insbesondere Präqualifikation, Übertragung, Monitoring sowie dem Betrieb der Internetplattform nach § 28 Absatz 6, sehen die ÜNB eine gesetzlich klar verankerte Rollenverteilung bei der Öffnung, Prüfung und vorläufigen Reihung der Gebote als sachgerecht an. Die Bezuschlagung der Gebote, der mögliche Ausschluss von Geboten und Bietern sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse sollte, wie in Abschnitt 6 verankert, durch die Bundesnetzagentur erfolgen.

§51 Ausschluss von Geboten

Es bedarf einer Klarstellung, was in §51 mit einer verbindlichen Netzanschlusszusage gemeint ist sowie wann und für wann diese vorliegen soll.

Abs. 1: In Nr. 1 muss die BNetzA als Sicherungsstelle für die Gebotssicherheit gem. § 43 eingetragen werden. Die aktuelle Formulierung verweist auf die ÜNB.

Unterabschnitt 2: Wirkung, Erlöschen und Widerruf von Zuschlägen (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 55 Erlöschen von Zuschlägen

Die ÜNB fordern darüber hinaus, dass eine Entwertung von Zuschlägen durch die BNetzA (analog zum EEG) festgestellt wird und den ÜNB durch ein entsprechendes Pönalisierungsschreiben mitgeteilt wird. Generell sollte geprüft werden ob bereits in ausreichendem Maße geregelt ist, welcher Akteur für die Feststellung einer Erlöschung von Zuschlägen zuständig ist (siehe z. B. § 55) und inwieweit Mitteilungspflichten und -fristen bereits geregelt sind.

Unterabschnitt 3: Übertragung (7500 inkl. Leerzeichen)

Die ÜNB empfehlen auch die langfristige Übertragung von Kapazitäten der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur zu unterstellen, analog zur Bezuschlagung der Gebote. Dies stellt eine konsistente Fortführung des Zuschlagsverfahrens durch die Bundesnetzagentur dar.

Abschnitt 8: Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale (4500 inkl. Leerzeichen)

§ 64 – Anforderungen an die Überprüfung der Nachweise durch die ÜNB

Prüfung von Lastgangdaten und Wirtschaftsprüfertestaten

- Die Prüfung vollständiger viertelstündlicher Lastgangdaten sowie die Bewertung von Wirtschaftsprüfertestaten erfordert klare technische und inhaltliche Vorgaben. Insbesondere ist festzulegen, in welcher Form die Daten bereitzustellen sind (z. B. standardisierte Formate) und welche Mindestinhalte Wirtschaftsprüfertestate aufweisen müssen. Ohne diese Konkretisierung besteht die Gefahr unterschiedlich ausgelegter Prüfmaßstäbe zwischen den ÜNB und damit verbundener Klagerisiken.

§ 65 – Entscheidung über den Abschluss der Präqualifikation

Definition des zuständigen ÜNB

- Die Entscheidung über den Abschluss der PQ soll durch den zuständigen ÜNB erfolgen. Analog zu § 30 ist aus Sicht der ÜNB eine eindeutige Definition des zuständigen ÜNB erforderlich. Es sollte klar geregelt werden, dass der regelzonenverantwortliche ÜNB zuständig ist, in dessen Regelzone die jeweilige Anlage angeschlossen ist. Dies schafft Rechtssicherheit, verhindert Mehrfachzuständigkeiten und stellt eine konsistente Zuordnung der PQ-Entscheidungen zu den verantwortlichen ÜNB sicher.

§ 66 – Nichtrealisierungspönale

Zuordnung des Anspruchs auf Nichtrealisierungspönale

Die Regelung sieht vor, dass im Falle einer Nichtrealisierungspönale diese an die ÜNB zu leisten ist. Aus dem aktuellen Wortlaut geht jedoch nicht eindeutig hervor, gegenüber welchem ÜNB der Bieter die Pönale schuldet bzw. welcher ÜNB den Anspruch gegen den Bieter geltend machen kann. Aus Sicht der ÜNB ist eine klare Zuordnung erforderlich, beispielsweise an den regelzonenverantwortlichen ÜNB, in dessen Regelzone die präqualifizierte Anlage verortet ist. Damit würden Zuständigkeiten, Zahlungsflüsse und die Durchsetzung von Ansprüchen transparent und rechtssicher ausgestaltet.

Abs. 1 Nr.2: Es sollte eindeutig gekennzeichnet sein, welche Frist nach § 63 zugrundegelegt werden muss. In § 63 wird sowohl eine Frist am 31. Oktober 2031 als auch eine am 01. Januar 2032 erwähnt.

Abschnitt 9: Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung (4500 inkl. Leerzeichen)

Bitte für den gesamten Abschnitt 9 ergänzen: Die ÜNB sind berechtigt, für alle Meldeprozesse dieses Abschnitts Format- und Meldewegvorgaben zu tätigen.

Unterabschnitt 1: Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 67 Verfügbarkeitsverpflichtung, Verfügbarkeitsindikator

Datenlieferverpflichtungen seitens Kapazitätsanbieter (§67 Abs. 3)

- Die in §67 Abs. 3 aufgeführte Datenlieferverpflichtung seitens der Kapazitätsanbieter an die Übertragungsnetzbetreiber zur Durchführung der Verfügbarkeitsüberprüfung wird ausdrücklich begrüßt.
- Es ist sollte seitens der Übertragungsnetzbetreiber jedoch noch festzulegen sein, in welcher Form und über welchen Kommunikationsweg die Daten bereitzustellen sind (z. B. standardisierte Formate). Ohne diese Konkretisierung lässt sich eine sinnvolle Weiterverarbeitung der Daten nicht sicherstellen.

§ 68 Abrechnungsperiode, Hochpreisviertelstunde

Änderung der Abrechnungsperiode auf einen Kalendermonat

Die Abrechnungsperiode sollte aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber von zwei Wochen auf einen Kalendermonat verlängert werden. Hierfür sind insbesondere folgende Gründe maßgeblich:

- **Anbindung an den verbindlichen monatlichen Abstimmprozess in § 69**: Der in § 69 vorgesehene verbindliche Abstimmprozess ist auf monatliche Turnusse ausgelegt. Um Doppelstrukturen und widersprüchliche Zeitlogiken zu vermeiden, sollte die Berechnung von Verfügbarkeitsfehlmengen und -überschussmengen an diese monatliche Abstimmlogik gekoppelt werden. Eine Harmonisierung der Abrechnungsperiode mit dem in § 69 geregelten Prozess erleichtert die Implementierung, reduziert Komplexität und mindert das Risiko von Inkonsistenzen zwischen verschiedenen Abrechnungs- und Prüfprozessen.
- **Prozessuale und systemische Konformität:** Die zentralen Markt- und Abrechnungsprozesse im Strommarkt – etwa Bilanzkreistreue, Netznutzungsabrechnung, Abrechnung von Systemdienstleistungen wie Redispatch und Regelleistung – sind überwiegend auf Monatszeiträume ausgerichtet. Eine eigenständige zweiwöchige Logik würde demgegenüber zusätzliche Schnittstellen, Sonderprozesse und Abweichungen von etablierten Routinen erfordern.

Administrative Handhabbarkeit bei vergleichbarer hoher kollektiver Verfügbarkeit: Die mit dem Modell verfolgte Zielsetzung – eine über das Verpflichtungsjahr hinweg gleichmäßig hohe kollektive Verfügbarkeit – kann auch mit einer monatlichen Abrechnungsperiode erreicht werden. Unter- und Überperformance bleiben weiterhin auf die jeweilige Periode begrenzt und können nicht über das gesamte Jahr verrechnet werden. Damit wird der zentrale, auf eine gleichmäßig hohe kollektive Verfügbarkeit gerichtete versorgungssicherheitsrelevante Steuerungsimpuls aufrechterhalten, während gleichzeitig der organisatorische Aufwand deutlich verringert und die Abwicklung des Verrechnungssystems vereinfacht wird.

§ 69 Verfügbarkeitsfehlmengen, Verfügbarkeitsüberschussmengen

Einführung eines verbindlichen monatlichen Abstimmprozesses

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sollte ein verbindlicher monatlicher Abstimmungsprozess eingeführt werden. Hierfür sind insbesondere folgende Gründe maßgeblich:

- **Sicherstellung der Datenqualität und Nachvollziehbarkeit:** Ein verbindlicher monatlicher Abstimmungsprozess ermöglicht es, die für die Ermittlung von Verfügbarkeitsfehlmengen, Verfügbarkeitsüberschussmengen und Verfügbarkeitsindikatoren relevanten betrieblichen Daten zeitnah zum jeweiligen Einsatz zu plausibilisieren und zu korrigieren. Mit zunehmendem zeitlichen Abstand – etwa bei einer ausschließlich jährlichen Abstimmung – sinkt die Möglichkeit, Redispatch- und Regelleistungsabrufe sowie sonstige Einsatzentscheidungen belastbar nachzuvollziehen. Dies gilt insbesondere, weil die für die Berechnung benötigten Daten auf Ebene einzelner Gebote bislang in keinem anderen Prozess systematisch verwendet oder validiert werden, etwa die verbindliche, viertelstundenscharfe Aufteilung von im Rahmen von Regelenergiepools erbrachter Leistung auf die jeweilige Gebotsebene. Ein monatlicher Abstimmprozess stellt sicher, dass diese neuen, bislang nicht etablierten Daten frühzeitig konsistent aufgebaut und geprüft werden.
- **Vermeidung von Überforderung durch Komplexität:** Angesichts der hohen Komplexität der Regelungen zum Verrechnungssystem besteht die Gefahr, dass sich Kapazitätsverpflichtete ohne laufenden Abstimmprozess faktisch erst im Rahmen der jährlichen Abrechnung vertieft mit den Anforderungen auseinandersetzen. Ein regelmäßiger monatlicher Austausch stärkt die laufende Befassung der Marktakteure mit den Regelungsinhalten, erhöht deren Regelbefolgung und reduziert das Risiko späterer Konflikte und Korrekturen. Zugleich kann die hohe Komplexität nur durch einen laufenden, monatlichen Abstimmprozess beherrschbar gemacht werden: Die notwendige Klärung von Fragen und Abweichungen wird verstetigt, Spitzenbelastungen anlässlich einer einmal jährlich stattfindenden Abstimmung werden vermieden und sowohl auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber als auch der Anbieter eine deutlich effizientere und planbarere Ressourcenzuteilung ermöglicht.
- **Sicherstellung korrekter Anwendung der Regelungen für energiebegrenzte Technologieklassen:** Die in Anlage 6 vorgesehenen besonderen Vorgaben für Speicheranlagen sind fachlich und operativ anspruchsvoll und beeinflussen unmittelbar den Dispatch – insbesondere die Fragen, wann Speicher ausspeichern bzw. einspeichern müssen, um als verfügbar zu gelten. Ohne einen regelmäßigen monatlichen Abstimmprozess besteht

die konkrete Gefahr, dass Kapazitätsverpflichtete diese Regelungen fehlinterpretieren und ihre Einsatzplanung entsprechend fehlerhaft ausrichten. Eine solche Fehlsteuerung ließe sich bei einer ausschließlich jährlichen Abrechnung erst mit erheblicher Verzögerung erkennen und korrigieren. Durch den monatlichen Abstimmprozess wird eine direkte Rückkopplung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kapazitätsverpflichteten gewährleistet, die eine korrekte operative Umsetzung der komplexen Speicherregelungen ermöglicht und damit sowohl die Effektivität des Verrechnungssystems als auch die Versorgungssicherheit stärkt.

- **Bewährtes Vorgehen in vergleichbaren Mechanismen:** Die Kombination aus monatlicher Datenübermittlung und Abstimmung bei gleichzeitiger jährlicher finanzieller Abrechnung ist bereits aus anderen Märkten bekannt, etwa aus der marktgestützten Beschaffung von Momentanreserve.

Nutzt der Kapazitätsverpflichtete nicht seine Pflicht zur Datenlieferung gemäß §67 (3), sind die ÜNB berechtigt Ersatzwerte zu bilden und auf dieser Basis abzurechnen.

Es muss sichergestellt werden, dass die abgestimmten Abrechnungsdaten mit noch zu definierenden Fristen verbindlich für die Abrechnung nach §79 (1) genutzt werden.

Dies könnte folgendermaßen als **§ 69 Abs. 4** ergänzt werden:

(4) Die Übertragungsnetzbetreiber führen mit den Kapazitätsverpflichteten für jede Abrechnungsperiode einen verbindlichen monatlichen Abstimmungsprozess zur Ermittlung der Verfügbarkeitsfehlmengen, der Verfügbarkeitsüberschussmengen sowie des Verfügbarkeitsindikators durch. Der Abstimmungsprozess umfasst insbesondere

1. die Bereitstellung der Daten nach § 67 Absatz 3 durch die Kapazitätsverpflichteten,
2. die Validierung und Prüfung dieser Daten durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie
3. die auf dieser Grundlage erfolgende Berechnung der in Satz 1 genannten Größen und deren Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Kapazitätsverpflichteten.

Unterabschnitt 2: Funktionsnachweis (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 72 Frist zur Bestimmung des Messzeitraums

Erklärung des Messzeitraums – Definition von Format und Austauschweg

- Die Übermittlung eines bestimmten Messzeitraums zur Erbringung des Funktionsnachweises erfordert eindeutige Vorgaben zum Datenformat und Datenübermittlungsweg, damit Funktionsnachweise seitens der Übertragungsnetzbetreiber automatisiert ausgewertet werden können.

Unterabschnitt 3: Dekarbonisierungsanforderung (7500 inkl. Leerzeichen)

Abschnitt 10: Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen (4500 inkl. Leerzeichen)

Ein weiterer für uns wesentlicher Aspekt ist die Festlegung des Abrechnungszeitraums. Der vorgesehene Lieferjahresbeginn zum 01.11. ist aus unserer Sicht ausdrücklich zu begrüßen, da dieser mit Monaten erwartungsgemäß hoher Einnahmen durch eine – erwartungsgemäß dynamische - Umlage korrespondiert.

Ebenfalls bewerten wir die vorgesehene jährliche Auszahlung der Kapazitätsvergütung einschließlich der Verrechnung mit den Ergebnissen der Ausgleichszahlungen bzw. -prämien sowie der Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis sehr positiv. Eine jährliche Auszahlung schafft Planungssicherheit, reduziert Liquiditätsrisiken, trägt zu einer stabilen Finanzierung bei und senkt dadurch die Finanzierungskosten. Insbesondere vor dem Hintergrund der dargestellten bilanziellen Unsicherheiten ist dies ein wichtiger stabilisierender Faktor. Diese Bewertung gilt ausdrücklich nur unter der Voraussetzung, dass die korrespondierenden Umlageeinnahmen bereits vollständig im Vorfeld der Auszahlung vereinnahmt werden. Ganz oder teilweise zu einer jährlichen Auszahlung

nachgelagerte Umlagevereinnahmung ist abzulehnen, da hieraus erhebliche (Liquiditäts-)Risiken für die ÜNB entstehen würden.

Bitte für den gesamten Abschnitt 10 ergänzen: Die ÜNB sind berechtigt, für alle Meldeprozesse dieses Abschnitts Format- und Meldewegvorgaben zu machen

Ebenso für Abschnitt 10 spezifizieren: Abrechnungspartner ist jeweils der regelzonenverantwortliche ÜNB und nicht die 4 deutschen ÜNB als Gesamtschuldnerschaft.

Unterabschnitt 1: Kapazitätsvergütung (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 74 Kapazitätsvergütung

Anspruch gegen regelzonenverantwortlichen ÜNB

Anpassung Absatz (1)

“Kapazitätsverpflichtete mit abgeschlossener Präqualifizierung haben einen Anspruch gegen **ihren regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber** auf die [...]”

So soll sichergestellt werden, dass der jeweilige Anspruchsgegner bekannt ist.

Zu (2)

Zahlung der Kapazitätsvergütung korrespondiert nicht mit den verrechneten Forderungen/Zahlungen aus §79 (2). Um den Gleichlauf der Frist zur Abrechnung der Kapazitätsvergütung und der Abrechnung der Ausgleichszahlung/-prämie zu gewährleisten, muss die Frist zur Abrechnung der Kapazitätsvergütung auf 60 WT angepasst werden.

Ergänzen um einen weiteren Absatz:

„Die Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber zu Zahlungen an Kapazitätsverpflichtete nach §§ 74 bis 79 treten erst in Kraft, wenn das geplante Gesetz zum Kapazitätsmarkt eine Umlage zur Finanzierung der Zahlungsverpflichtung verbindlich regelt.“

Unterabschnitt 2: Ausgleichszahlung und Ausgleichsprämie, Verrechnungssystem (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 75 Verrechnungssystem für Verfügbarkeitsfehlmengen und Verfügbarkeitsüberschussmengen

- Die Übertragungsnetzbetreiber möchten kritisch darauf hinweisen, dass das Modell der kollektiven Verfügbarkeit zwar aus Versorgungssicherheitsperspektive grundsätzlich tragfähig ist, jedoch problematische Anreizwirkungen auf Anlagenebene aufweist
- Konkret sehen wir es kritisch, dass einzelne Anlagenbetreiber selbst dann keiner individuellen Pönalisierung unterliegen, wenn sie deutlich unter ihrer nach De-Rating zugrunde gelegten Verfügbarkeit bleiben, sofern das Kollektiv insgesamt überperformt. Dadurch entsteht ein Trittbrettfahrer-Problem: Einzelne Marktteilnehmer können von der kollektiven Übererfüllung profitieren, ohne selbst einen hinreichenden Anreiz zu haben, ihre individuelle Verfügbarkeitszusage strikt einzuhalten.
- Auch wenn daraus unmittelbar kein Problem für die Versorgungssicherheit entsteht, da der kollektive Zielwert erreicht bzw. übertroffen wird, fehlen direkte individuelle Anreize zur Einhaltung der zugesagten Verfügbarkeit.

§76

Zu (4)

Einzelfallprüfung auf das Vorliegen Höherer Gewalt ist für die ÜNB sachlich und fachlich nicht leistbar. Es ist eine erhebliche Anzahl juristischer Einzelfallprüfungen zu erwarten, sollte die Möglichkeit geboten werden, Ausfälle durch Höhere Gewalt zu entschuldigen. Die gleiche Einschätzung gilt für §78 (5)

§ 79 Abrechnungen und Fristen

§ 28 Zuständigkeit, Antrag und gemeinsame Internetplattform

Den Übertragungsnetzbetreibern entstehen durch die ihnen im Rahmen dieses Gesetzes übertragenen Aufgaben und Pflichten, z.B. die Einrichtung und der Betrieb der Internetplattform, sowie die Abrechnungs- und bereits ab 2026 zusätzliche Personal-, IT- und Dienstleistungskosten. Daher ist eine zeitnahe und rechtssichere Kostenerstattung, etwa durch die Öffnung einer bestehenden Umlage oder einen vergleichbaren Mechanismus, unerlässlich.

*„Die Übertragungsnetzbetreiber **haben einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich** der ihnen auf Grund der Durchführung des Gesetzes ab dem Jahr 2026 entstehenden Kosten zuzüglich einer angemessenen, mindestens kostendeckenden kapitalmarktüblichen Verzinsung. Hierzu zählen alle Kosten, die aus den ihnen zugewiesenen Aufgaben und Pflichten resultieren, insbesondere alle damit im Zusammenhang stehenden Dienstleistungs- und Personalkosten. Um die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber nach diesem Gesetz zu decken, wird spätestens ab dem Jahr 2031 eine Umlage oder ein anderer Refinanzierungsmechanismus eingeführt. Dessen konkrete Ausgestaltung bleibt einer weiteren gesetzlichen Regelung vorbehalten.*

Soweit im Jahr 2031 kein anderer Refinanzierungsmechanismus nach diesem Gesetz eingeführt wird, haben die Übertragungsnetzbetreiber einen finanziellen Anspruch auf Ausgleich der Kosten gegen die Bundesrepublik Deutschland. Für die Ausgestaltung des Anspruchs sind die Regelungen der §§ 6, 7 und 9 des Energiefinanzierungsgesetzes entsprechend anzuwenden. Der finanzielle Anspruch gegen die Bundesrepublik Deutschland kann erstmalig im Jahr 2032 geltend gemacht werden.

Anpassungen der Fristen gemäß Regeln Marktkommunikation (MaKo)

Zu (1) und (3)

Zur Berechnung der Ausgleichszahlungen für Verfügbarkeitsfehlmengen und Ausgleichsprämien für Verfügbarkeitsüberschussmengen müssen die Einspeisezeitreihen aus der Marktkommunikation final vorliegen. Zur Berechnung der Ausgleichszahlungen muss die endgültige Bilanzkreisabrechnung vorliegen (nach MaBiS), diese liegt spätestens 42 WT nach Leistungsmonat vor. Aus diesem Grund sind die ÜNB der Auffassung, dass eine frühere Abrechnung (nach §79 (1) und (3)) nicht sinnvoll ist.

Vielmehr schlagen die ÜNB vor, dass die Mitteilung über die Abrechnungsdaten nicht vor dem 60. WT nach dem Verpflichtungsjahr geschieht. So kann sichergestellt werden, dass die ÜNB alle Daten aus der MaKo ordnungsgemäß verarbeiten können.

Zu (4)

Die Schlussabrechnung sollte sich an den Clearingprozessen zur Bilanzkreisabrechnung (MaBiS) orientieren. Folglich sind alle Eingangsdaten zum Ende des siebten Monats nach Ende des Verpflichtungsjahres final vorhanden. Die ÜNB begrüßen eine explizite Nennung der Frist zur Schlussabrechnung, um administrativen Mehraufwand zu vermeiden.

Unterabschnitt 3: Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis (7500 inkl. Leerzeichen)

§ 80 Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis

Abs. 2: Wir bitten darum die Angabe zur Multiplikation mit Null („Die Pönale beträgt das Zweifache der Kapazitätsvergütung multipliziert mit Null“) auf Korrektheit zu prüfen.

Unterabschnitt 4: Preisspitzenausgleich (7500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung

Abschnitt 11: Rechtsschutz (4500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung

Abschnitt 12: Festlegungskompetenzen, Verordnungsermächtigungen (4500 inkl. Leerzeichen)

Keine Bemerkung

Anlage 1: Methodik zur Ermittlung des Ausschreibungsvolumens für die Ausschreibung für Kapazitäten (7500 inkl. Leerzeichen)

Zu Randnummer 2.3:

Die beschriebene Methodik sieht eine iterative Dimensionierung der deutsch-luxemburgischen Gebotszone vor. Testrechnungen der ÜNB haben gezeigt, dass der alleinige Zubau von Kapazitäten in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone zu sehr stark ausgeprägten „Free-Riding“ Effekten der Nachbarländer führt, da diese weiterhin unterdeckt bleiben und die zusätzlichen Kapazitäten in LU/DE zu einem nennenswerten Umfang Knappheitssituationen im Ausland auflösen.

Der Fehler kann teilweise zu einer Verdopplung der Anpassungskapazität im Vergleich zu einer Berechnung, die davon ausgeht, dass alle Mitgliedsstaaten ihren Anteil zur Einhaltung ihres Zuverlässigkeitsstandard beitragen, führen. Die ÜNB regen daher dringend die Anwendung eines Dimensionierungsverfahren an, das analog Kapazitäten in den europäischen Nachbarländern ergänzt, sofern dort der Zuverlässigkeitsstandard ebenfalls nicht gewährleistet wird.

Außerdem sollte die Überschätzung des Bedarfs, welche bei der Anwendung eines vereinfachten Verfahrens gemäß Anwendung der „ENS-Kurve“ ohne Iterationen entsteht, vermieden werden (vgl. Kommentar zu Randnummer 2.4). Vor diesem Hintergrund erachten die Übertragungsnetzbetreiber die Durchführung einer Mindestanzahl von drei Iterationen als erforderlich.

Vorschlag für Randnummer 2.3:

„Der Gesamtbedarf an Kapazitäten entspricht der Summe aus der Referenzkapazität und, falls das zugrundeliegende Versorgungssicherheitsmonitoring eine Verletzung des Zuverlässigkeitsstandards identifiziert, der Anpassungskapazität. Beide Kapazitäten werden in reduzierter Kapazität ausgedrückt.

Sofern das Versorgungssicherheitsmonitoring als Grundlage zur Bestimmung des Gesamtbedarfes herangezogen wird gelten die folgenden in Randnummer 2.3 und 2.4 genannten Berechnungsgrundsätze:

Zur Bestimmung der Referenzkapazität werden alle Stunden untersucht, in denen die Versorgungssicherheitsberechnung des zugrundeliegenden Versorgungssicherheitsmonitorings eine Lastunterdeckung erwartet. Für jede unterdeckte Stunde wird der Strombedarf in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone inklusive der vorzuhaltenden Regelleistung und abzüglich der nicht gedeckten Energie bestimmt und der Durchschnitt über alle Stunden mit Lastunterdeckung gebildet. Zur Bestimmung der Anpassungskapazität wird ein iteratives Verfahren auf Basis des probabilistischen Versorgungssicherheitsmodells angewandt. Der Startpunkt des iterativen Verfahrens ergibt sich aus der Betrachtung aller Stunden, in denen die Versorgungssicherheitsberechnung des zugrundeliegenden Versorgungssicherheitsmonitorings eine Lastunterdeckung erwartet. Für die deutsch-luxemburgische Gebotszone, sowie alle europäischen Gebotszonen in denen eine Verletzung des jeweiligen Zuverlässigkeitsstandards festgestellt wurde, werden die unterdeckten Stunden gemäß ihrer Lastunterdeckung absteigend sortiert. Anhand dieser Reihenfolge sollen diejenigen Gebotszonen-spezifischen Kapazitäten bestimmt werden, mit der der Zuverlässigkeitsstandard aufwandsminimierend, also mit der geringsten Kapazitätsmenge, erfüllt werden kann. Diese Kapazitätsmenge soll im probabilistischen Versorgungssicherheitsmodell zusätzlich zum Ergebnis des

integrierten Investitions- und Einsatzmodells des zugrundeliegenden Versorgungssicherheitsmonitorings berücksichtigt werden und iterativ angepasst werden bis das probabilistische Versorgungssicherheitsmodell die Erfüllung des Zuverlässigkeitsstandards anzeigt. Der Zuverlässigkeitsstandard gilt hierbei als erreicht, sobald die erwartete Lastunterdeckung des probabilistischen Versorgungssicherheitsmodells bis zu 15 Minuten über oder unter dem Zuverlässigkeitsstandard liegt und mindestens drei Iterationen durchgeführt wurden. Eine Unterschreitung der jeweiligen Zuverlässigkeitsstandards in den anderen europäischen Gebotszonen ist zu vermeiden. Es wird diejenige Kapazitätsmenge genutzt, durch deren Hinzugabe die erwartete Anzahl an nicht vollständig gedeckten Stunden dem Zuverlässigkeitsstandard am nächsten kommt."

Zu Randnummer 2.4:

Aus Sicht der ÜNB ist die Randnummer 2.4. („Abweichend von Randnummer 2.3 kann in der Ausschreibung für Kapazitäten gemäß § 6 in 2027 die Anpassungskapazität dem Startpunkt des iterativen Verfahrens entsprechen.“) ersatzlos zu streichen. Hintergrund ist, dass ein vereinfachtes Verfahren gemäß Anwendung der „ENS-Kurve“ ohne Iterationen zu einer deutlichen Überschätzung des notwendigen Bedarfs führt. Aktuelle Testrechnungen der ÜNB zeigen eine Überdimensionierung in der Größenordnung bis zu 40%.

Es bedarf einer Klarstellung, was unter 3.3 abgeschätzt werden soll und weshalb nur 25% dieses Volumens angerechnet werden soll.

Anlage 2: Resilienzanforderungen (7500 inkl. Leerzeichen)

Anlage 3: Methodik zur Ermittlung der Reduktionsfaktoren und Technologieklassen für die Ausschreibungen für Erzeugungskapazitäten und Kapazitäten (7500 inkl. Leerzeichen)

Zu **Randnummer 2.1.1:**
Hier ist ein Szenario „am Zuverlässigkeitsstandard“ zu wählen. Das Referenzszenario aus 2.1 kann je nach Annahmen, Ergebnis der Investitionsrechnung und Zieljahr auf einem ganz unterschiedlichen Versorgungssicherheitsniveau liegen. Das wirkt sich direkt auf die Reduktionsfaktoren aus. Beispiel: Ein 20 h/a LoLE System hat ganz andere Unterdeckungsdauern als ein Systemzustand bei 2,77 h/a LOLE. Das Vorgehen ist in der ERAA Methodik entsprechend beschrieben, dass die Grundlage zur Berechnung der Derating-Faktoren ein „with CM“ oder „reliability standard adjusted“ Szenario darstellen muss. Die ÜNB halten die Wahl des „reliability standard adjusted“ Szenarios für angemessen. Vor diesem Hintergrund regen die ÜNB eine Prüfung der auf Basis des ERAA 2025 errechneten Reduktionsfaktoren für Batteriespeicher in Anlage 4 an.

Vorschlag für Randnummer 2.1.1:
*“Die Bundesnetzagentur ermittelt die Reduktionsfaktoren auf Basis des Versorgungssicherheitsmonitorings und Szenarios nach erfolgter Dimensionierung auf den Zuverlässigkeitsstandard gemäß Anlage 1 Randnummer 2.3.”*nn

Anlage 4: Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten (7500 inkl. Leerzeichen)

Die ÜNB würden eine Darlegung der Berechnungsgrundlage (Referenzszenario und gewählter Ansatz zur Reduktionsfaktorberechnung je Technologie) begrüßen. Hinsichtlich der angewandten Methodik gelten die Anmerkungen zu Anlage 3.

Anlage 5: Investitionskosten für Mindestinvestitionsschwellen (7500 inkl. Leerzeichen)

Anlage 6: Berechnung des Verfügbarkeitsindikators für eine Abrechnungsperiode, Funktionsnachweis bei mehreren Geboten pro Anlage (7500 inkl. Leerzeichen)

3.2 Erbrachte Energiemenge

Die ÜNB begrüßen den Entwurf, der bereits Redispatch- sowie Regelenergieeinsätze bei der Berechnung der erbrachten Energiemenge bereinigend berücksichtigt. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber bedarf es jedoch weiterer relevanter Korrekturfaktoren (insb. Einschränkungen durch Baumaßnahmen im Netz und Schwarzstart- und Betriebsversuche), um die tatsächlich erbrachte Energiemenge sachgerecht und vollständig abzubilden. Angesichts der hohen Dynamik bei der Entwicklung neuer Systemdienstleistungen und sonstiger netz- und systembedingter Maßnahmen sollte die Aufzählung der zu berücksichtigenden Korrekturen außerdem nicht abschließend ausgestaltet werden. Es werden dazu folgende Anpassungen bzw. Ergänzungen vorgeschlagen:

Anpassung der bestehenden Regelung zu Redispatch-Maßnahmen um Teilreduktionen: Gerade bei negativen Redispatch-Einsätzen kann es nicht nur zu vollständigen Abschaltungen, sondern auch zu Teilreduktionen der Leistung (z.B. auf Mindestleistung) kommen. Die vorgeschlagene Präzisierung der Berechnungslogik trägt dem Rechnung, indem sie auch solche Teilreduzierungen angemessen in die Bereinigung einbezieht.

Erweiterte Bereinigung zur sachgerechten Abbildung der Verfügbarkeit: Die bisherige Bereinigung der Messwerte allein um Redispatch- und Regelenergieeinsätze greift für eine realistische Ermittlung der erbrachten Energiemenge zu kurz. In der Praxis können Anlagen durch weitere, vom Netzbetreiber veranlasste Maßnahmen – etwa netzbedingte Einschränkungen infolge von Baumaßnahmen oder regulatorisch verpflichtend durchzuführende Schwarzstart- und Betriebsversuche – in ihrer Fahrweise erheblich beeinflusst oder zeitweise vollständig vom Netz getrennt werden. Ohne eine Bereinigung auch um diese Einflussfaktoren würde die tatsächlich verfügbare und einsatzbereite Leistung der Anlage im Verfügbarkeitsindikator systematisch unterschätzt. Die ergänzende Berücksichtigung dieser Maßnahmen stellt sicher, dass die erbrachte Energiemenge so ermittelt wird, als hätten die netz- und systembedingten Einschränkungen bzw. verpflichtend durchzuführenden Schwarzstart- und Betriebsversuche nicht stattgefunden, und damit die vertraglich zugesagte Verfügbarkeit sachgerecht und diskriminierungsfrei abgebildet wird.

Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen: Im Verlauf der Verpflichtungszeiträume ist mit der Einführung weiterer Regelungen, Produkte und Systemdienstleistungen zu rechnen, die die Fahrweise der Anlagen beeinflussen können . Eine abschließende Aufzählung der zu bereinigenden Maßnahmen im Gesetz würde diesen dynamischen Entwicklungen nicht gerecht.

Abschnitt 3.2 der Anlage 6 sollte daher folgendermaßen ergänzt werden:
- im Fall von marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nummer 2 des Energiewirtschaftsgesetzes der tatsächlichen Nettoenergiemenge zuzüglich dem Absolutbetrag der reduzierten Leistung der ausgesprochenen marktbezogenen, multipliziert mit einer Viertelstunden[…]

– im Fall von Einschränkungen durch Baumaßnahmen im Netz der tatsächlichen Nettoenergiemenge zuzüglich dem Absolutbetrag der eingeschränkten Leistung multipliziert mit einer Viertelstunde,

– im Fall von Schwarzstart- und Betriebsversuchen zur Überprüfung der Schwarzstartfähigkeit gemäß Art. 44 Abs. 1, Art. 51 Abs. 2 NC ER und Art. 45 Abs. 2 NC RfG sowie §§14, 15 des BNetzA-Beschlusses BK6-18-249 der tatsächlichen Nettoenergiemenge zuzüglich der aufgrund des jeweiligen Schwarzstart- oder Betriebsversuchs vom Netz getrennten Leistung multipliziert mit einer Viertelstunde.

Die ÜNB können festlegen, dass weitere, von ihnen veranlasste netz- oder systembedingte Maßnahmen, die die Fahrweise der Anlage beeinflussen, bei der Ermittlung der gemessenen Nettoenergiemenge in gleicher Weise bereinigend zu berücksichtigen sind. Die hiernach berücksichtigten Maßnahmen sind auf der Internetplattform nach § 28 Absatz 6 zu veröffentlichen.

3.3 Sollenergiemenge

Ausnahme von Viertelstunden für die Berechnung von Regenerationszeiten

– Die ÜNB begrüßen die Möglichkeit, dass bestimmte Viertelstunden nicht für die Berechnung der Regenerationszeiten berücksichtigt werden können. Für diese Viertelstunden sollten die gleichen Veröffentlichungspflichten analog zu § 68 Abs. 3 und 4 gelten.

Anlage 7: Formel zur Berechnung des Ausübungspreises für den Preisspitzenausgleich (7500 inkl. Leerzeichen)