

› STELLUNGNAHME

zum Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG)

Berlin, 05.05.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt 1.592 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 309.000 Beschäftigten wurden 2022 Umsatzerlöse von 194 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 91 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 40 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 220 Unternehmen investieren pro Jahr über 912 Millionen Euro. Künftig wollen 90 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2024](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, eine Stellungnahme zum Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für ein Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (“StromVKG”) einzureichen.

Aufgrund der kurzen Stellungnahmefrist zu diesem umfangreichen Entwurf eines neuen Gesetzes war eine angemessene Prüfung und Rückkopplung mit den Expertinnen und Experten in den Unternehmen kaum möglich. Ein intensiver Praxischeck ist jedoch gerade bei neuen Gesetzen für eine gute Gesetzgebung erforderlich. Wir behalten uns vor, ergänzende Bewertungen und Forderungen im weiteren Verfahren zu übermitteln.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Stadtwerke und kommunale Unternehmen sind eine zentrale Säule des Energie- und Stromversorgungssystems. Sie tragen mit ihren Kraftwerken zur Versorgungssicherheit bei und bringen Vielfalt in einen Markt, der immer stärker von wenigen und großen Akteuren dominiert wird.

Deutschlandweit gibt es kommunale Unternehmen, die bereit sind, sich mit Kraftwerkprojekten an den Ausschreibungen des StromVKG zu beteiligen. Die Rahmenbedingungen des StromVKG müssen deshalb so ausgestaltet sein, dass auch kommunale Unternehmen in die Lage versetzt werden, sich mit Neubau- und Erweiterungsprojekten als auch mit Bestandsanlagen in einem fairen Wettbewerb an den geplanten Ausschreibungen beteiligen zu können. **Andernfalls besteht die Gefahr, dass Zubau und Modernisierung steuerbarer Kraftwerkskapazitäten überwiegend von wenigen großen Marktteilnehmern realisiert wird.**

Um eine langfristige Versorgungssicherheit sowohl für die Strom- als auch für die Fernwärmeversorgung sicherzustellen, sind zwei energiepolitische Vorhaben essenziell: Neben den geplanten Ausschreibungen im Rahmen des StromVKG ist zusätzlich ein **zeitnah novelliertes und langfristig tragfähiges Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) notwendig.**

Allgemeine Anmerkungen zum StromVKG

Der VKU begrüßt, dass nach jahrelangem Anlauf eine Grundsatzvereinbarung mit der EU-Kommission erzielt und auf dieser Grundlage nun der Entwurf für ein StromVKG vorgelegt wurde. Deutschland braucht neue steuerbare Erzeugungskapazitäten, Speicher und flexible Lasten, um Versorgungssicherheit auch bei Dunkelflauten zuverlässig zu gewährleisten. Entscheidend wird sein, ob das StromVKG im weiteren Verfahren so ausgestaltet wird, dass auch dezentrale und kommunale Kapazitäten realistisch teilnehmen können.

Kommunale Unternehmen und Stadtwerke spielen eine tragende Rolle im Energie- und Stromversorgungssystem. Mit ihren Erzeugungsanlagen leisten sie einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und sichern zugleich eine breite Akteursstruktur in einem zunehmend von großen Marktteilnehmern geprägten Umfeld.

Kommunale Beteiligung ermöglichen und Konzentration von Marktmacht verhindern

Deutschlandweit gibt es kommunale Unternehmen, die bereit sind, sich mit Kraftwerkprojekten an den Ausschreibungen des StromVKG zu beteiligen. Das Know-How für die Planung und Umsetzung anspruchsvoller Großprojekte ist vorhanden. Allerdings sind kommunale Unternehmen und Stadtwerke sowohl in ihrer Unternehmens- und Gesellschaftsstruktur als auch finanziell anders aufgestellt als viele große Energieversorgungsunternehmen. Gremienläufe und Beschlüsse können zeitlich herausfordernd sein. Zudem nehmen kommunale Unternehmen neben der Stromversorgung weitere wichtige Versorgungs- und Transformationsaufgaben wahr, zum Beispiel im Rahmen der Wärmewende, wodurch sich finanzielle Spielräume anders gestalten als bei reinen Einsparten-Unternehmen.

Die Rahmenbedingungen des StromVKG müssen deshalb so ausgestaltet sein, dass auch kommunale Unternehmen in die Lage versetzt werden, sich mit Neubau- und Erweiterungsprojekten als auch mit Bestandsanlagen in einem fairen Wettbewerb an den geplanten Ausschreibungen beteiligen zu können.

Kommunale Unternehmen sind aufgrund höherer Einzelprojekt-, Gremien- und Finanzierungsrisiken strukturell benachteiligt, während größere Anbieter Risiken über Portfolios streuen können. Die anstehenden Ausschreibungen prägen die Marktstruktur des Kraftwerkssektors für Jahrzehnte und bergen bei ungleichen Wettbewerbsbedingungen das Risiko einer weiteren Konzentration von Marktmacht. **Damit besteht die Gefahr, dass der Zubau neuer steuerbarer Kraftwerkskapazitäten überwiegend von wenigen großen Marktteilnehmern realisiert wird.** Zudem droht auch eine künstlich verknappte Wettbewerbskulisse mit höheren Kosten für die Allgemeinheit.

Beitrag zur Versorgungssicherheit durch Bestandsanlagen würdigen

Neben Neubau- und Ersatzinvestitionen leisten bereits heute bestehende, steuerbare Erzeugungsanlagen einen maßgeblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Gerade kommunale Unternehmen betreiben vielfach Bestandsanlagen, die netz- und systemrelevant sind und kurzfristig zusätzliche gesicherte Leistung bereitstellen können, ohne dass hierfür Neubauten erforderlich sind. Eine sachgerechte Integration von Bestandsanlagen erhöht die Versorgungssicherheit, stärkt die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems und reduziert den Förderbedarf.

Novelliertes und langfristig tragfähiges KWKG notwendig

Neben reinen Stromerzeugungskapazitäten betreiben kommunale Unternehmen hauptsächlich Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen). Diese erzeugen meist gleichzeitig Strom für die allgemeine Versorgung und Wärme für kommunale Wärmenetze. Um eine langfristige Versorgungssicherheit sowohl für die Strom- als auch für die Fernwärmeversorgung sicherzustellen, sind zwei energiepolitische Vorhaben essenziell: Neben den geplanten Ausschreibungen im Rahmen des StromVKG ist zusätzlich ein zeitnah novelliertes und langfristig tragfähiges KWKG notwendig.

Der Entwurf blendet den zentralen Zielkonflikt zwischen StromVKG und KWKG aus. Solange der künftige KWKG-Rahmen nicht ausformuliert ist, können Betreiber nicht belastbar entscheiden, ob eine Teilnahme am StromVKG wirtschaftlich sinnvoll ist. Diese Entscheidung muss jedoch jetzt getroffen werden, da der Entwurf Anlagen mit EEG- oder KWKG-Förderanspruch von einer Teilnahme am StromVKG ausschließt. Damit werden (potenzielle) Betreiber neuer dezentraler KWK-Anlagen faktisch in eine regulatorische Sackgasse gedrängt: Sie sollen zur Versorgungssicherheit beitragen, verlieren aber durch ungeklärte Förderkulissen und pauschale Ausschlussregeln die notwendige Investitionssicherheit.

Der von VKU und AGFW gemeinsam vorgelegte [Evaluierungsbericht](#) enthält für die Novellierung des KWKG zentrale Handlungsempfehlungen, die als fachliche Orientierung und inhaltlicher Kern dienen sollten. **Damit auch über die Ziele des StromVKG hinaus neue KWK-Anlagen gebaut werden:**

- 1. Verlängerung und Weiterentwicklung** der mit dem KWKG gesetzten Anreize bis 2038.
- 2. Notwendige Anhebung der KWKG-Förderung unmittelbar mit Einführung eines Kapazitätsmarkts:** Ein Kapazitätsmarkt stabilisiert Investitionen in gesicherte Leistung, kann jedoch gleichzeitig die Erlöse aus dem Energy-Only-Market für alle Kraftwerke dämpfen. Damit KWK als systemdienliche Technologie durch diese Marktumstellung nicht strukturell benachteiligt wird, bedarf es einer flankierenden Anpassung der KWKG-Fördersätze.

3. **Energiepolitik aus einem Guss:** Auch wenn das StromVKG, die KWKG-Novelle und das Kapazitätsmarktgesetz zeitversetzt beschlossen werden, müssen sie aufgrund der bestehenden Wirkzusammenhänge gemeinsam gedacht werden.

Positionen des VKU in Kürze

› **Marktmacht begrenzen**

Eine wesentliche Bedeutung kommt der Sicherstellung einer breiten Biervielfalt zu. Anderenfalls droht eine weitere Verfestigung von Marktmacht, die zu einer marktbeherrschenden Stellung bei der Bereitstellung von steuerbaren Kraftwerken führen kann, wie im jüngsten [Marktmachtbericht des Bundeskartellamtes](#) aufgezeigt. Das Bundeskartellamt mahnt darin die Stärkung von wettbewerblichen Marktstrukturen beim Zubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten an:

„Die von der Bundesregierung angekündigte Ausschreibung eines geförderten Neubaus von steuerbaren Kraftwerkskapazitäten kann frühestens in einigen Jahren zu einer Angebotsausweitung führen. Dies liegt an den mehrjährigen Realisierungszeiträumen von Kraftwerksneubauten. Zudem hängt der Effekt dieses möglichen Zubaus auf die Wettbewerbsverhältnisse in erheblichem Maße davon ab, durch welche Anbieter diese neuen Kapazitäten dann betrieben werden. Die anstehenden Ausschreibungen sollten auch als Chance dazu genutzt werden, wettbewerbliche Marktstrukturen zu fördern und historisch gewachsene Marktmachtstellungen abzubauen. Zur Vermeidung des Risikos einer Verfestigung von bestehenden Marktmachtpositionen sollten in den Ausschreibungen wirksame Mechanismen zur Sicherstellung der Anbietervielfalt bei den zugeschlagenen Kapazitäten vorgesehen werden.“

Eine wirksame Begrenzung der maximalen Zuschlagsmenge pro Bieter – etwa im Bereich von zehn Prozent des Gesamtvolumen, wie es das Bundeskartellamt jüngst vorgeschlagen hat – kann ein geeignetes Instrument darstellen, um Marktkonzentration zu vermeiden und faire Wettbewerbsbedingungen zu gewährleisten. Wie das Bundeskartellamt betont, können die Ergebnisse der Kraftwerksausschreibungen die Marktkonzentration für die kommenden Jahrzehnte maßgeblich beeinflussen. Die Diskussion um bezahlbare Stromkosten für Industrie, Mittelstand und Haushalte prägt alle laufenden energiepolitischen Vorhaben. Im Rahmen des StromVKG bietet das Thema Marktmachtbegrenzung einen Hebel für günstigere Strompreise.

Größere Marktteilnehmer können Risiken über mehrere Projekte hinweg diversifizieren, während kommunale Unternehmen meist mit Einzelprojekten antreten und damit strukturell stärker belastet werden. Eine Mengenbegrenzung gleicht diese Unterschiede aus und stärkt den Wettbewerb.

Ohne gezielte Korrektur droht das StromVKG zu einem Zentralisierungsinstrument für wenige kapitalstarke Kraftwerksakteure zu werden. Kommunale und dezentrale Anbieter tragen Einzelprojektrisiken, Gremienrisiken und Finanzierungsrestriktionen, während große Marktakteure Risiken über Portfolios streuen können. Wenn KWK-Ausschlüsse, hohe Sicherheiten, enge Fristen, unklare Anschlussregelungen und regionale Boni kumulativ wirken, wird der Wettbewerb nicht geöffnet, sondern strukturell verengt. Das widerspricht dem Ziel eines technologieoffenen, wettbewerblichen Kapazitätsmarktes.

› **Sicherheitsleistungen und Pönalen dürfen Akteursvielfalt nicht einschränken**

Finanzielle Sicherheitsleistungen dürfen nicht zu Teilnahmebarrieren für kommunale Unternehmen werden. Gerade für kommunale Unternehmen stellt sich die Frage, wie die Sicherheitsleistung neben der Projektfinanzierung getragen werden soll. Die Wahl der Höhe und Art der Sicherheitsleistung wird sich damit unmittelbar auf die Akteursvielfalt in den Ausschreibungen auswirken.

Es ist nachvollziehbar, dass für Projekte, die sich erst im Aufbau befinden, Sicherheiten für die Realisierung geleistet werden sollen. Damit finanzielle Sicherheitsleistungen nicht zum Ausschlusskriterium kommunale Unternehmen werden, müssen diese aber maßvoll ausgestaltet werden. Angemessen erschienen hier Sicherheiten in Anlehnung an den KWK-Bereich in Höhe von 70 €/kW (§ 10 KWKAusV). Zudem sollte – wie im KWK-Bereich – ermöglicht werden, dass die Sicherheit auch als Bürgschaft, z.B. eines Kreditinstituts oder Kreditversicherers, gestellt werden kann.

Auch der Umgang mit Projektverzögerungen muss realistisch ausgestaltet werden. Engpässe, etwa bei der Lieferung von Anlagenteilen durch die Hersteller, sind bei einer weitestgehend zeitgleichen Errichtung der geplanten Kapazitäten absehbar. Dabei kann es sich um Verzögerungen handeln, die der Kraftwerksbetreiber nicht selbst zu verantworten hat.

Vorgesehene Vertragsstrafen müssen deswegen realistisch ausgestaltet werden; starre Pönalen wären kontraproduktiv. Ein nicht-lineares gestuftes Modell mit einem ausreichenden Zeithorizont, das Verzögerungen in mehreren Stufen abbildet und gleichzeitig ermöglicht, die entsprechenden Kosten an Lieferanten weiterzugeben, wäre ein pragmatischer Ansatz.

› **Zeitraumen für kommunale Entscheidungsprozesse sicherstellen**

Für kommunale Akteure ist ein ausreichender zeitlicher Vorlauf zwingend erforderlich, um auf Basis einer finalen Projektkalkulation die internen Entscheidungsprozesse, Gremienläufe und Beschlüsse herbeizuführen. Voraussetzung ist deswegen, dass ausreichend Zeit zwischen Bekanntgabe der Ausschreibungsbedingungen und Ausschreibungsbeginn zur Verfügung steht. Zudem muss schnell Klarheit bei den wesentlichen finanziellen Kennziffern geschaffen werden, damit ausreichend Zeit für kommunale Gremien zur Planung und Beschaffung von Sicherheiten vorhanden ist. Ist dies in Verbindung mit einem ausreichenden Zeitrahmen nicht gegeben, können kommunale Akteure in der ersten Runde nicht mitbieten, das Wettbewerberfeld würde unnötig eingeschränkt. Es ist zudem nicht akzeptabel, dass zentrale wirtschaftliche Parameter offenbleiben, während die regionale Besserstellung des Südens bereits konkret beziffert ist. Höchstwerte, Referenzwerte und Reduktionsfaktoren bestimmen die Teilnahmefähigkeit kommunaler Unternehmen unmittelbar. Wenn gleichzeitig der Südbonus bereits fixiert wird, entsteht der Eindruck, dass regionale Steuerung politisch vorab festgelegt wird, während die wirtschaftliche Tragfähigkeit für andere Standorte nachrangig behandelt wird.

› **Erbringung von Systemdienstleistungen über separate Instrumente anreizen und in den Ausschreibungen auf technische Anforderungen/Auflagen verzichten**

Vorgaben zur Sicherstellung technischer Voraussetzungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B. Momentanreserve) sollten nicht als Voraussetzungen verankert, sondern über separate Instrumente/Märkte angereizt werden. Zusätzliche gesetzliche Auflagen würden Projekte verteuern und die Ausschreibungen verkomplizieren. Auch dürfen mit technischen Anforderungen keine Diskriminierungen von einzelnen Technologiepfaden einhergehen.

Die Anforderungen zur Momentanreservebereitstellung unterscheiden sich signifikant von derzeitigen Anforderungen. Standardkraftwerkstechnologien können diese Anforderungen nicht gewährleisten. Dies würde zu kostenintensiven technologischen Sonderwegen führen, während auf dem internationalen Kraftwerkmarkt weiterhin standardisierte Anlagen nachgefragt werden.

Die Betreiber der Netze, an denen die neuen Anlagen angeschlossen sind, sollten die Anforderungen mit den jeweiligen Errichtern und Betreibern der Kraftwerke abstimmen, da es beim Bedarf an Systemdienstleistungen standortspezifisch große Unterschiede geben kann.

› **Regionale Steuerung langfristig denken**

Es sollte festgelegt werden, dass neben einer Besserstellung von Geboten aus dem netztechnischen Süden bei der Gebotsreihung ein äquivalentes Instrument zur Besserstellung von Geboten aus dem netztechnischen Norden/Osten innerhalb der Ausschreibungen zum Einsatz kommt. So wäre das Verhältnis von zwei Dritteln zu einem Drittel bei den Zuschlägen das wahrscheinlichste Szenario und würde eine angemessene, gesamtdeutsche Verteilung der Anlagen sicherstellen. Andernfalls könnten Standorte im netztechnischen Norden/Osten gänzlich ohne Zuschlag ausgehen, was nicht akzeptabel wäre. Denn bei fortschreitendem Kohleausstieg werden perspektivisch auch Ersatzneubauten in diesem Gebiet aus Gründen der Netzsicherheit und -Stabilität, sowie des Netzwiederaufbaus im Fall eines Blackouts benötigt.

› **H₂-Readiness und Dekarbonisierung**

Eine verbindliche Definition für H₂-Readiness fehlt und ist aufgrund der technischen Komplexität nicht zielführend. Ein technologieoffener Ansatz, der lediglich einen klaren Dekarbonisierungspfad bis 2045 fordert, erscheint deshalb zweckmäßig. Für die Angebotskalkulation ist jedoch Klarheit nötig, welche Rechtsfolgen bei Nichterfüllung greifen und wie mit Voraussetzungen umzugehen ist, die nicht in der Steuerung / Verantwortung der Anlagenbetreiber liegen (z. B. Wasserstoffverfügbarkeit, Netzanschluss).

› **Klarheit über Rahmenbedingungen, die Wirtschaftlichkeit der Projekte beeinflussen**

Zentral für die Wirtschaftlichkeit der Projekte ist eine vorherige Klärung wesentlicher Rahmenbedingungen. Im Kern zu nennen, ist insbesondere der AgNes-Prozess und die Frage, ob und in welcher Höhe Einspeiseentgelte anfallen oder nicht. Diese Entscheidung hat unmittelbare Auswirkung auf die Gebotshöhe und die Wirtschaftlichkeitsrechnung. Bei langjährigen Kapazitätsverpflichtungen, die mit hohen Investitionen einhergehen, darf die Wirtschaftlichkeit nicht durch spätere Einspeiseentgelte, Baukostenzuschüsse oder andere Netzkostenregelungen nachträglich beeinträchtigt werden. Ohne verbindlichen Bestandsschutz werden kommunale Unternehmen entweder Risikoaufschläge einpreisen oder von einer Teilnahme absehen.

Falsch antizipierte Entgelte können entweder zu nicht zuschlagsfähigen Geboten oder im Extremfall zu stranded investments (keine ausreichende Refinanzierung über den Marktbetrieb möglich) führen. Beide Fälle sollten sowohl aus volkswirtschaftlicher Perspektive als auch mit Blick auf das eigentliche Ziel der „Sicherstellung der Versorgungssicherheit“ vermieden werden.

Eine vollständige und frühzeitige Klärung der regulatorischen Vorgaben ist deswegen Grundvoraussetzung für belastbare Gebotslegung im Rahmen der Ausschreibungen.

Gebotsobergrenzen und Clawback-Mechanismen müssen die tatsächlichen Anlagenkosten und die zunehmenden Marktunsicherheiten realistisch widerspiegeln. Wenn technisch Zusatzanforderungen verpflichtend würden, müsste dies auch entsprechend in Gebotsobergrenzen und Abschöpfungsmechanismen berücksichtigt werden.

Für eine zügige Umsetzung des StromVKG ist entscheidend, dass Vorgaben und Randbedingungen frühzeitig verbindlich feststehen und stabil bleiben. Ein Start von Ausschreibungen vor endgültiger beihilferechtlicher Klärung ist sehr risikobehaftet.

Stellungnahme

Zu Artikel 1, Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten

ABSCHNITT 1: Allgemeine Bestimmungen

§ 2 Begriffsbestimmungen: Einführung des Begriffs „Stromspeicher“

Die Einordnung von Stromspeichern ist im Entwurf unzureichend und widersprüchlich. Speicher werden zugleich als Erzeugungsanlage, als energiebegrenzte Technologie und funktional auch als entnehmende Anlage (regelbare Last) behandelt. Für Teilnahme, Präqualifizierung, Verfügbarkeitsnachweis, Netzzusage und Abrechnung ist diese Mehrfachrolle nicht sauber aufgelöst. Der Gesetzgeber sollte Stromspeicher eigenständig definieren und eindeutig regeln, wann sie als Erzeugungskapazität, Flexibilitätsoption oder lastseitige Kapazität behandelt werden.

§ 2 Nr. 3 Begriffsbestimmungen: „energiebegrenzte Technologieklassen“

Der Begriff „energiebegrenzte Technologieklasse“ ist missverständlich und sollte präzisiert werden. Gemeint ist offenbar eine zeitlich begrenzte Erbringungsdauer von Speichern und Lastflexibilitäten. Der Begriff suggeriert jedoch eine trennscharfe Abgrenzung zu Kraftwerken, obwohl auch Gaskraftwerke durch Brennstoffverfügbarkeit, Infrastrukturengpässe oder Gasmangellagen faktisch begrenzt sein können.

§ 2 Nr. 10 - Begriffsbestimmungen: Verwendung von Teilkapazitäten

Es muss ausdrücklich klargestellt werden, dass auch Teilkapazitäten einer Anlage geboten werden können. Dies ist für kommunale Betreiber praxisrelevant, weil Kraftwerksblöcke, Speicher, KWK-Anlagen und hybride Standorte nicht zwingend mit ihrer gesamten installierten Leistung in ein einziges Förderregime eingebracht werden, oder komplett für den Kapazitätsmarkt genutzt werden sollen. Ohne Klarstellung entstehen Abgrenzungsprobleme bei Präqualifizierung, Verfügbarkeit, Abrechnung und Übertragung von Kapazitätsverpflichtungen.

ABSCHNITT 2: Ausschreibungen, Gebotstermine, Ausschreibungsvolumina

§ 4 Abs. 2

Regelungsvorschlag

Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Gebotsterminen jeweils 4,5 rGigawatt (reduzierte Leistung rGW).

Begründung

Es sollte klargestellt werden, dass sich das Ausschreibungsvolumen auf reduzierte Leistung bezieht.

ABSCHNITT 3: Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Unterabschnitt 1: Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

§ 8 – Stromnetzanschluss

Regelungsvorschlag

(1) Anlagen müssen mindestens in Höhe der gebotenen nominalen Leistung einen Stromnetzanschluss oder in dieser Höhe eine verbindliche Zusage für einen Stromnetzanschluss bis spätestens zum Beginn des Verpflichtungszeitraums haben. Bei Ersatzinvestitionen nach § 12 Absatz 3 Nummer 1 Buchstabe b Doppelbuchstabe aa gelten physisch vorhandene und bislang genutzte Netzanschlusskapazitäten als Stromnetzanschluss im Sinne des Satzes 1.

Begründung

Aus Sicht der Praxis ist eine Klarstellung notwendig, dass bei Ersatzinvestitionen nach § 12 Abs. 3 Nr. 1 b aa) physisch vorhandene und bislang genutzte Netzanschlusskapazitäten am identischen Standort für die kapazitätsmarktrechtliche Zulassung als erfüllt gelten können, soweit die neue Anlage die gebotene Leistung nicht überschreitet. Eine solche Klarstellung würde weder zusätzliche Netzkapazitäten fingieren noch Mitnahmeeffekte erzeugen, sondern ausschließlich den gesetzlich vorgesehenen Ersatz systemrelevanter Leistung absichern.

Zusätzlich sollte § 8 mit dem AgNes-Prozess verzahnt werden. Wenn künftig nicht mehr allein physische Anschlusskapazität, sondern Reservierungskapazität, Baukostenzuschüsse oder Einspeiseentgelte relevant werden, muss dies vor Gebotsabgabe feststehen. Andernfalls wird die Netzzusage zu einem unkalkulierbaren Kosten- und Rechtsrisiko.

Unterabschnitt 2: Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b – Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten

Regelungsvorschlag

a) ~~ausschließlich~~ Erzeugungsanlagen betrieben werden,

Begründung

§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b besteht Klarstellungsbedarf, insbesondere zur Umsetzbarkeit von Ersatzinvestitionen systemrelevanter Erzeugungsanlagen.

§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b aa) eröffnet ausdrücklich die Möglichkeit, altersbedingt stillzulegende, systemrelevante Anlagen durch neue Erzeugungskapazitäten zu ersetzen. Gleichzeitig sieht § 12 Abs. 3 Nr. 1 b bb) vor, dass am Standort weitere Erzeugungsanlagen parallel betrieben werden müssen. Systemrelevante Kraftwerksstandorte sind in der Praxis regelmäßig Mehranlagen-Standorte. Ein ausschließlich alternatives Verständnis von aa) und bb) würde dazu führen, dass der gesetzlich eröffnete Ersatzpfad nach aa) gerade an den netz- und systemrelevantesten Standorten faktisch leerläuft. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Klarstellung geboten, dass § 12 Abs. 3 Nr. 1 b standortbezogen im Sinne von § 2 Nr. 33 StromVKG zu verstehen ist und Ersatzinvestitionen nach Buchstabe aa) auch dann zulässig bleiben, wenn am gleichen Standort weitere Erzeugungsanlagen betrieben werden, deren Stilllegung nicht angezeigt ist.

Die Klarstellung ist nicht nur für Ersatzinvestitionen systemrelevanter Anlagen erforderlich, sondern auch für kommunale KWK- und Mehranlagenstandorte, an denen Strom-, Wärme- und Netzfunktionen zusammenfallen. Eine restriktive Auslegung würde gerade solche Standorte ausschließen, die aus Systemsicht besonders wertvoll sind.

Zusätzlich zeigt sich ein Regelungskonflikt zwischen § 12 und § 8 StromVKG (s. hierzu VKU-Stellungnahme zu § 8).

Zudem müssen die Bedingungen für „Erweiterungen“ bestehender Standorte (§ 12 Abs. 3 Nr. 1 b bb) klar geregelt werden. Es sollte klargestellt werden, wie lange Bestandskraftwerk und neues Kraftwerk parallel unter Volllast betrieben werden müssen, insbesondere unter Berücksichtigung der Laufzeiten und der Wirtschaftlichkeit von bestehenden Kraftwerken. Hier besteht Interpretationsspielraum, der beseitigt werden sollte.

§ 12 Abs. 3 Nr. 1

Regelungsvorschlag

1. die an einem Standort errichtet werden *an dem entweder,*
 - a. ~~an dem~~ in den letzten fünf Jahren vor dem jeweiligen Gebotstermin keine gasförmigen Brennstoffe als Hauptenergieträger zur Stromerzeugung eingesetzt wurden, oder *abweichend hiervon*

Begründung

Die vorgeschlagene Klarstellung dient der eindeutigen Abbildung der gesetzgeberischen Intention, dass grundsätzlich auch Standorte an bestehenden Gas-Kraftwerken genutzt werden können, wenn gewisse Voraussetzungen erfüllt sind, z.B. indem der vorhandene Block weiterbetrieben wird. In der derzeitigen Fassung des § 12 Absatz 3 Nummer 1 ist nicht hinreichend klar erkennbar, dass die in Buchstabe b genannten Kriterien eine ausdrückliche Ausnahme von Buchstabe a darstellen. Insbesondere bleibt unklar, dass unter den Voraussetzungen des Buchstabens b auch Standorte mit einem Einsatz gasförmiger Brennstoffe in den letzten fünf Jahren zulässig sein sollen.

Diese Unklarheit birgt erhebliche Auslegungs- und Rechtsunsicherheiten für potenzielle Bieter. Die vorgeschlagene redaktionelle Anpassung stellt klar, dass Buchstabe b abweichend von Buchstabe a Anwendung findet, ohne den Regelungsgehalt zu verändern. Sie dient damit der Rechtssicherheit, Praktikabilität und Gleichbehandlung im Ausschreibungsverfahren.

Das StromVKG sollte nicht ausschließlich auf vollständige Ersatzinvestitionen ausgerichtet sein. Gerade im kommunalen Kontext können bestehende Anlagen durch gezielte technische Anpassungen kurzfristig und effizient zur Absicherung der Stromversorgung beitragen. Eine solche Nutzung vorhandener Infrastruktur vermeidet unnötige Neubauten und stärkt die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems. Dahingehend sollte ebenfalls klargestellt werden, dass auch der Weiterbetrieb, die Modernisierung oder die Flexibilisierung bestehender Erzeugungsanlagen am Standort grundsätzlich kapazitätsmarktfähig sind, sofern diese Anlagen die technischen Mindestanforderungen erfüllen und einen nachweisbaren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

Zu § 12 Abs. 1 und Abs. 4 – Teilnahme von Speichern und Anlagenpools

Das Zusammenspiel von § 2 und § 12 ist für Speicher und Speicherpools nicht hinreichend eindeutig. Wenn Speicher einerseits als Erzeugungsanlagen gelten, andererseits aber als energiebegrenzte Technologie gesondert behandelt werden, muss klar geregelt werden, an welchen Ausschreibungen Speicher, Speicheranteile und Speicherpools teilnehmen können. Die derzeitige Systematik schafft unnötige Rechtsunsicherheit und gefährdet den Marktzugang dezentraler Flexibilitäten.

§ 12 Abs. 4 Sortenreinheit von Anlagenpools verhindert Diversifizierung

Die Verpflichtung zu technologieklassenreinen Anlagenpools in den Ausschreibungen für Langzeit-/Erzeugungskapazitäten ist aus kommunaler Sicht abzulehnen. Stadtwerke können Versorgungssicherheit gerade durch Portfolios aus KWK, Speichern, flexiblen Lasten und weiteren dezentralen Anlagen bereitstellen. Der Entwurf zwingt dagegen zu künstlich sortenreinen Geboten und schwächt damit den eigentlichen Vorteil kommunaler Portfolios: Diversifikation, Standortnähe und Systemdienlichkeit. Das begünstigt große Einzelkraftwerke und verstärkt Zentralisierung.

§ 12 Abs. 5

Regelungsvorschlag

An den Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten sind nur Gebote für Anlagen zulässig, die technisch in der Lage sind, ohne Unterbrechung für mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden Strom in Höhe der installierten Leistung in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen. Gebote für Anlagen energiebegrenzter Technologieklassen sind nur zulässig, wenn die Anforderung nach Satz 1 ~~jederzeit~~ spätestens nach einer Stunde erfüllt werden kann.

Begründung

Die vorgeschlagene Streichung dient der Klarstellung, dass die Anforderung der Anlagen nicht ohne Unterbrechung für das ganze Jahr gilt (das könnten auch konventionelle Erzeugungsanlagen nicht erfüllen). Wie in der Erläuterung zu diesem Absatz beschrieben liegt der Fokus auf den Zeiträumen mit kalter Dunkelflaute, die nur einen sehr begrenzten Zeitraum betreffen.

Dem Umstand, dass die Anlagen der energiebegrenzten Technologieklassen nicht unbegrenzt eingesetzt werden können (da sie nachgeladen werden müssen) wird durch die in Anlage 4 „Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten“ definierten Reduktionsfaktoren für diese Anlagentypen bereits Rechnung getragen.

§ 12 Abs. 6 i.V.m. Abs. 5 – Langfristkriterium für Anlagenpools

Das Langfristkriterium darf bei Anlagenpools nicht starr auf jede Einzelanlage durchschlagen. Gerade Speicherpools können systemdienlich sein, wenn Anlagen zeitlich gestaffelt eingesetzt werden. Wird verlangt, dass jede Einzelanlage isoliert die volle Langzeitanforderung erfüllt, wird die Aggregationslogik ausgehöhlt und kommunalen Flexibilitätsportfolios der Marktzugang unnötig erschwert. Maßgeblich sollte die nachweisbare Leistungsfähigkeit des Pools insgesamt sein.

Unterabschnitt 3: Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume

§ 14 Abs. 3 Satz 2 – Mindestinvestitionsschwellen

Regelungsvorschlag

*Abweichend hiervon sind bei bezuschlagten Geboten in Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten auch Investitionen in die gebotsgegenständliche Anlage, die in den letzten zwölf Monaten vor ~~Erteilung des Zuschlags~~ **Inkrafttreten des vorliegenden Gesetzes** getätigt wurden, anrechenbar.*

Begründung

Viele Projektträger haben bereits vor Inkrafttreten des StromVKG notwendige, kapazitätsrelevante Investitionen vorgenommen, etwa in Planung, Bestellung von Komponenten oder technische Vorbereitungen, um zeitgerecht auf politische Ankündigungen und absehbare Versorgungsbedarfe reagieren zu können. Die Anpassung trägt diesem Umstand Rechnung.

§ 15 – Resilienzvorgaben

Regelungsvorschlag

Streichung des § 15

Begründung

§ 15 StromVKG sollte gestrichen werden. Die mit der Vorschrift verfolgten Resilienz- und industriepolitischen Ziele sind grundsätzlich nachvollziehbar, gehören jedoch nicht in ein sektorspezifisches Kapazitätsmarktgesetz. Das StromVKG sollte sich auf die effiziente und diskriminierungsfreie Beschaffung gesicherter Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit konzentrieren. Herkunftsbezogene Vorgaben für Endprodukte und wesentliche Bauteile betreffen demgegenüber allgemeine Fragen strategischer Beschaffung, Lieferkettenresilienz und Industriepolitik. Diese sollten – soweit europarechtlich zulässig und erforderlich – in einem horizontalen vergabe- bzw. ausschreibungsrechtlichen Rahmen geregelt werden. Andernfalls drohen zusätzliche Komplexität, ein eingeschränkter Wettbewerb, höhere Kapazitätskosten und Verzögerungen beim dringend erforderlichen Zubau gesicherter Leistung. Auch aus den NZIA-Vorgaben geht nicht hervor, dass diese auf Kapazitätsmechanismen anzuwenden sind.

§ 16 – Erbringung von Momentanreserve

Vorgaben zur Sicherstellung technischer Voraussetzungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (z.B. Momentanreserve) sollten nicht als Voraussetzungen verankert, sondern über separate Instrumente/Märkte angereizt werden.

Die Vorgaben zur Sicherstellung technischer Voraussetzungen zur Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Momentanreserve) verteuern Projekte und würden die Ausschreibungen verkomplizieren. Auch könnten mit technischen Anforderungen eine Diskriminierung von einzelnen Technologiepfaden einhergehen.

Die Anforderungen zur Momentanreservebereitstellung unterscheiden sich signifikant von derzeitigen Anforderungen. Standardkraftwerkstechnologien können diese Anforderungen nicht gewährleisten. Dies würde kostenintensive technologische Sonderlösungen erfordern.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Bedarf an Systemdienstleistungen – einschließlich Momentanreserve – in hohem Maße standort- und netzspezifisch variiert. Pauschale, bundesweit einheitliche technische Vorgaben im Gesetz können diese Unterschiede nicht angemessen abbilden. Vor diesem Hintergrund erscheint es sachgerecht, dass die konkreten Anforderungen an die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht abstrakt im StromVKG vorgegeben werden, sondern im Einzelfall durch die jeweils zuständigen Netzbetreiber im Dialog mit Errichtern und Betreibern abgestimmt werden. Aus Sicht des VKU sollten die Vorgaben deswegen gestrichen werden.

Zu § 16 Abs. 1

Sollten die Vorgaben trotzdem bestehen bleiben, sind folgende Anpassungen notwendig. Zudem müssten die Mehrkosten für die geforderten technischen Eigenschaften zur Erbringung von Momentanreserve im Höchstpreis der Gebote berücksichtigt werden.

Regelungsvorschlag

*Bei einem Gebot für einen Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren, bei dem die gebotsgegenständliche Anlage eine Erzeugungsanlage ist, die an die Hoch- oder Höchstspannung angeschlossen ist ~~oder mindestens zehn Megawatt installierte Leistung hat~~, muss diese auch ohne Leistungsbetrieb in der Lage sein, Momentanreserve zur Verfügung zu stellen. ~~Die zusätzlich zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestehende Anforderung an die Anlaufzeitkonstante der gebotsgegenständlichen Anlage beträgt zwölf Sekunden bezogen auf die installierte Leistung der Anlage.~~ **Beschaffung, Einsatz und Vergütung der Momentanreserve erfolgen demgegenüber ausschließlich marktlich (SDL-Markt).***

Begründung

Die in § 16 StromVKG vorgesehenen Anforderungen an die Erbringung von Momentanreserve bedürfen einer klaren und eindeutigen Abgrenzung zwischen technischen Voraussetzungen und marktlicher Beschaffung.

Die Bezeichnung des Paragraphen ist insofern irreführend und sollte angepasst werden, da die faktische Erbringung von Momentanreserve nicht über das vorliegende Gesetz geregelt werden soll. Auf Basis des vorliegenden Entwurfs bleibt unklar, welche konkreten Rechtsfolgen an die Vorgaben des § 16 geknüpft sind. Insbesondere ist nicht eindeutig geregelt, ob lediglich die technische Fähigkeit zur Erbringung von Momentanreserve gefordert wird oder ob darüber hinaus eine tatsächliche Bereitstellungspflicht besteht. Ebenso bleibt offen, unter welchen Konditionen eine solche Erbringung erfolgen soll, insbesondere ob und in welchem Umfang hierfür eine Vergütung vorgesehen ist.

Diese Unklarheiten bergen die Gefahr einer Vermischung von Markt und Regulierung. Eine Verpflichtung zur tatsächlichen Erbringung von Momentanreserve ohne eindeutige Einbettung in bestehende Marktmechanismen würde faktisch eine regulatorische Leistungspflicht begründen, ohne dass die hierfür vorgesehenen marktlichen Beschaffungs- und Vergütungsstrukturen eindeutig Anwendung finden. Dies würde zu Rechtsunsicherheit führen und erhebliche Auswirkungen auf Projektkalkulationen, wirtschaftliche Bewertungen und Investitionsentscheidungen haben.

Vor diesem Hintergrund erscheint es zwingend erforderlich, klarzustellen, dass die Regelungen des § 16 StromVKG ausschließlich die technischen Voraussetzungen für die Erbringung von Momentanreserve regeln. Beschaffung, Einsatz und Vergütung der Momentanreserve müssen demgegenüber ausschließlich über den Markt für Systemdienstleistungen (SDL-Markt) erfolgen. Nur eine solche klare Trennung gewährleistet Transparenz, Investitionssicherheit und die ordnungsgemäße Funktionsweise der Marktmechanismen. Eine eindeutige Klarstellung im Gesetzestext oder zumindest in der Begründung ist daher notwendig, um sicherzustellen, dass § 16 StromVKG keine verdeckte Verpflichtung zur unvergüteten oder außerhalb des Marktes erfolgenden Systemdienstleistung begründet.

Zudem sind die Anforderungen für Anlagen, die an die Mittelspannung angeschlossen sind, nicht sachgerecht und sollten gestrichen werden. Bei Anlagen, die in Verteilnetzen angeschlossen sind, ist es unwahrscheinlich, dass die ÜNB diese kleinen Anlagen mit in die Netzsteuerung aufnehmen. Nur wenn der Betreiber von sich aus an dem Markt teilnehmen möchte, müsste er die entsprechenden technischen Komponenten auf freiwilliger Basis installieren.

§ 17 i.V. mit § 73 – Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff und Dekarbonisierungsanforderung

Ein technologieoffener Ansatz, der lediglich einen klaren Dekarbonisierungspfad bis 2045 vorgibt, erscheint sachgerecht. Eine verbindliche gesetzliche Definition der sogenannten H₂-Readiness fehlt bislang und wäre angesichts der technischen Komplexität auch nicht zielführend.

Für eine belastbare Angebotskalkulation ist jedoch Rechtssicherheit erforderlich, insbesondere hinsichtlich der Rechtsfolgen bei Nichterfüllung sowie im Umgang mit Voraussetzungen, die außerhalb des Einfluss- und Verantwortungsbereichs der Anlagenbetreiber liegen, wie etwa der Verfügbarkeit von Wasserstoff oder dem erforderlichen Netzinfrastukturanschluss.

ABSCHNITT 4: Aggregation, Reduzierte Leistung, Referenzwert

Unterabschnitt 3: Referenzwert für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools

§ 25 und § 26 – Referenzwerte für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools

Der Entwurf ist an dieser Stelle nicht stellungnahmefähig. Solange die Referenzwertmethodik für regelbare Lasten und Kleinanlagenpools fehlt, können kommunale Unternehmen nicht prüfen, ob dezentrale Flexibilitäten realistisch teilnehmen können. Dies ist kein redaktionelles Detail, sondern eine zentrale Marktzugangsbedingung.

ABSCHNITT 5: Präqualifizierung

Für die Ausschreibungen von Erzeugungskapazitäten und die darauffolgenden Auktionen sollte für umzurüstende Bestandsanlage klargestellt werden, dass der Nachweis, dass ein Unternehmen nicht in Schwierigkeiten ist, zum Inbetriebnahme-Zeitpunkt (also der vollständigen Präqualifikation) nachgewiesen werden.

ABSCHNITT 6: Ausschreibungsverfahren und Sicherheiten

Unterabschnitt 1: Ausschreibungsverfahren

§ 37 Abs. 1 – Bekanntmachung

Bemerkung

Die in § 37 Absatz 1 StromVKG vorgesehene Verpflichtung, Gebotstermine mindestens sechs Wochen im Voraus öffentlich bekannt zu machen, stellt aus Sicht kommunaler Akteure einen zu knapp bemessenen Zeitraum dar. Aus Sicht des VKU wären 10 Wochen, mindestens jedoch 8 Wochen Vorlaufzeit, notwendig. Für kommunale Unternehmen ist ein ausreichender und verlässlicher zeitlicher Vorlauf zwischen der Bekanntmachung der Ausschreibungsbedingungen und dem Gebotstermin zwingend notwendig, um eine sachgerechte Teilnahme an den Ausschreibungen überhaupt zu ermöglichen.

Kommunale Akteure unterliegen regelmäßig komplexen und rechtlich gebundenen Entscheidungsstrukturen, die eine fundierte Projektvorbereitung erfordern.

Voraussetzung für eine Gebotsabgabe ist eine finale, belastbare Projekt- und Wirtschaftlichkeitskalkulation, die Investitions- und Betriebsrisiken, Finanzierungsfragen nachvollziehbar abbildet. Auf dieser Grundlage sind interne Abstimmungen, Gremienläufe sowie formelle Beschlussfassungen – etwa in Aufsichtsräten, Verwaltungsleitungen und kommunalen Vertretungskörperschaften – durchzuführen, deren zeitlicher Ablauf nicht kurzfristig beschleunigt werden kann.

§ 41 – Höchstwert

Der Festlegung des Höchstwerts nach § 42 StromVKG kommt eine zentrale Bedeutung für die erfolgreiche Durchführung der Ausschreibungen zu. Der Höchstwert muss die tatsächlichen wirtschaftlichen Risiken der Bieter realistisch abbilden, um eine ausreichende Beteiligung sicherzustellen.

Mehrere Regelungen im StromVKG erhöhen das Risikoprofil der Projekte und mindern die Erlöschancen. Hierzu zählen insbesondere die Pönalen bei Verzögerungen in der Realisierung sowie der Preisspitzenausgleich. Angesichts des geplanten Volumens ist es realistisch, dass nicht alle Kapazitäten bis Ende 2031 ans Netz gehen. Verzögerungsrisiken, die häufig außerhalb des unmittelbaren Einflussbereichs der Bieter liegen, müssen daher bei der Gebotskalkulation berücksichtigt werden.

Der Preisspitzenausgleich wirkt sich zudem erheblich auf die Wirtschaftlichkeit aus. Die dadurch entstehenden Opportunitätsverluste müssen über höhere Gebotswerte kompensiert werden. Eine weniger restriktive Ausgestaltung – etwa durch einen höheren Ausübungspreis und eine nur teilweise Abschöpfung – würde die Investitionsrisiken reduzieren, ohne das Ziel der Begrenzung von Übergewinnen aufzugeben.

Hinzu kommt, dass bei Anlagenausfällen neben Erlösausfällen zugleich Ausgleichszahlungen nach § 76 StromVKG anfallen können, was zu einer zusätzlichen Verschärfung des Risikoprofils führt.

Sofern an den Vorgaben für die technischen Eigenschaften zur Erbringung von Momentanreserve (§ 16) festgehalten wird, müssen die erforderlichen Mehrkosten der Projekte bei der Festlegung des Höchstpreises für die Gebote berücksichtigt werden.

Vor diesem Hintergrund sollte der Höchstwert nach § 42 StromVKG risikoangemessen bemessen werden, um wettbewerbliche Ausschreibungen zu ermöglichen und unnötige Kostensteigerungen zu vermeiden. Grundsätzlich sollten Preisobergrenzen nur eingesetzt werden, wenn ein konkretes Marktmachtrisiko adressiert werden muss. Falls sie vorgesehen sind, ist eine sehr frühzeitige Veröffentlichung für die Kalkulation unerlässlich.

Unterabschnitt 2: Sicherheiten

§§ 44 – 46 Sicherheiten und Pönalen

Die Regelungen zu Sicherheitsleistungen müssen Realisierungssicherheit gewährleisten, dürfen aber nicht zu strukturellen Markteintrittsbarrieren führen.

Die in den §§ 44–46 StromVKG vorgesehenen Sicherheitsleistungen können grundsätzlich dazu beitragen, dass bezuschlagte Projekte tatsächlich umgesetzt werden. Wichtig ist jedoch, dass ihre konkrete Ausgestaltung keine unnötigen Hürden für kommunale Unternehmen schafft. Sowohl die Höhe als auch die Art der Sicherheitsleistungen haben einen direkten Einfluss darauf, wer sich an den Ausschreibungen beteiligen kann und wie vielfältig der Wettbewerb ausgestaltet ist.

Generell führt die aktuelle Ausgestaltung der Sicherheitsleistungen dazu, dass die Kapitalbindung für alle Akteure deutlich steigt und insofern die Investitionshürde deutlich erhöht. Im Ergebnis wird sich der Bieterkreis voraussichtlich verkleinern, was der Forderung nach Akteursvielfalt und Wettbewerb entgegensteht. Dies gilt besonders für kommunale Akteure. Dabei kommt hinzu, dass die Sicherheiten für ihre Laufzeit verzinst werden müssen. Gerade bei den diskutierten Höhen und Laufzeiten handelt es sich um erhebliche Kapitalrückstellungen.

Vor diesem Hintergrund sollten die Anforderungen an Realisierungssicherheiten maßvoll und ausgewogen ausgestaltet werden. Als sinnvolle Orientierung bietet sich die im KWK-Bereich bewährte Größenordnung von 70 €/kW (§ 10 KWKAusV) an.

Zudem sollte – wie ebenfalls im KWK-Bereich üblich – klar vorgesehen werden, dass Sicherheitsleistungen auch in Form von Bürgschaften gestellt werden können, etwa durch Kreditinstitute oder Kreditversicherer. Dies würde die finanzielle Belastung für Projektträger deutlich reduzieren, ohne den Sicherungszweck zu beeinträchtigen.

Auch der Umgang mit Projektverzögerungen und vorgesehenen Vertragsstrafen sollte realistisch und praxisnah ausgestaltet werden. Starre Pönalen werden der Komplexität großer Infrastrukturprojekte und den aktuell absehbaren Lieferkettenengpässen nicht gerecht. Ein gestuftes und differenziertes Modell, das die Ursachen und die Dauer von Verzögerungen berücksichtigt, wäre sachgerechter und würde zugleich vermeiden, dass Investitionen unangemessen belastet werden.

Darüber hinaus sollte bei bereits weit fortgeschrittenen Projekten geprüft werden, ob geringere oder sogar keine zusätzlichen finanziellen Sicherheiten erforderlich sind.

Wenn zentrale Voraussetzungen wie relevante Genehmigungen oder verbindliche Zusagen für Netz- und Infrastrukturanschlüsse bereits vorliegen, ist die Realisierung des Projekts in der Regel gut abgesichert. In solchen Fällen können klare und präzise Präqualifikationsanforderungen eine sinnvolle Alternative zu hohen Sicherheitsleistungen darstellen.

Bei der Ausgestaltung der Sicherheitsleistungen sollte zusätzlich zwischen Neubau-, Erweiterung- und Bestandsanlagen differenziert werden. Während Sicherheitsleistungen bei Neubauprojekten der Absicherung von Realisierungsrisiken dienen, bestehen bei Bestandsanlagen regelmäßig keine mit Neubauprojekten vergleichbaren Bau- oder Lieferkettenrisiken. Im Vordergrund stehen vielmehr betriebliche Verfügbarkeitsanforderungen.

Für Bestandsanlagen erscheint es daher sachgerecht, entweder reduzierte Sicherheitsleistungen vorzusehen oder alternative Nachweisformen zuzulassen, etwa über technische Präqualifikationen, Betriebs- und Instandhaltungskonzepte oder ergänzend bestehende Systemrelevanzeinstufungen.

Bei Erweiterungen von Bestandsanlagen besteht – anders als bei reinen Bestandsanlagen – ein eigenständiges Realisierungsrisiko, da zusätzliche Kapazität erst durch Investitionen geschaffen werden muss. Eine Realisierungssicherheit kann daher dem Grunde nach sachgerecht sein. Sie sollte jedoch ausschließlich auf den bezuschlagten Erweiterungsanteil bzw. die gebotene reduzierte Leistung bezogen werden und in ihrer Höhe die gegenüber Neubauprojekten regelmäßig geringeren Realisierungsrisiken berücksichtigen. Eine Gleichbehandlung von Erweiterungen und vollständigen Neubauprojekten würde dem unterschiedlichen Risikoprofil nicht gerecht und könnte wirtschaftlich sinnvolle Erweiterungsinvestitionen unnötig verteuern.

Eine undifferenzierte Anwendung hoher Sicherheitsleistungen birgt die Gefahr, dass wirtschaftlich sinnvolle und systemdienliche Bestandsanlagen bzw. deren Erweiterung vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossen werden.

§ 44 – Gebotssicherheit

Regelungsvorschlag

*Für jedes Gebot muss der Bieter bis zum Gebotstermin eine Gebotssicherheit leisten. Die Gebotssicherheit beträgt ~~15~~ **10** Prozent des Höchstwerts gemäß § 41 multipliziert mit der gebotenen reduzierten Leistung.*

Begründung

Die Höhe der Sicherheiten sollte deutlich nach unten angepasst werden. Generell führt die aktuelle Ausgestaltung der Sicherheitsleistungen dazu, dass die Kapitalbindung für alle Akteure deutlich steigt und insofern die Investitionshürde deutlich erhöht. Im Ergebnis wird sich der Bieterkreis voraussichtlich verkleinern, was der Forderung nach Akteursvielfalt und Wettbewerb entgegensteht.

§ 45 – Realisierungssicherheit

Regelungsvorschlag

*Der Kapazitätsverpflichtete muss spätestens am zwanzigsten Werktag nach Bekanntgabe des Zuschlags für jedes bezuschlagte Gebot mit einem Verpflichtungszeitraum von mehr als einem Jahr eine Realisierungssicherheit in der Höhe von **70 EUR/kW** der Nichtrealisierungspönale nach § 66 Absatz 2 leisten.*

Begründung

Damit Sicherheitsleistungen und Pönalen keine Teilnahmebarrieren für kleine oder kommunale Unternehmen werden, müssen diese maßvoll ausgestaltet werden. Angemessen erschienen hier Sicherheiten in Anlehnung an den KWK-Bereich in Höhe von 70 €/kW (§ 10 KWKAusV), wobei dies als Obergrenze zu bewerten ist. Zudem sollte – wie im KWK-Bereich – ermöglicht werden, dass die Sicherheit auch als Bürgschaft, z.B. eines Kreditinstituts oder Kreditversicherers, gestellt werden kann.

§ 45 Abs. 2 (neu)

Regelungsvorschlag

(2) Abweichend von Absatz 1 kann auf die Stellung einer Realisierungssicherheit ganz oder teilweise verzichtet werden, sofern der Bieter im Rahmen der Präqualifikation nachweist, dass das Projekt einen fortgeschrittenen Realisierungsstand erreicht hat, insbesondere durch das Vorliegen wesentlicher Genehmigungen oder verbindlicher Anschlusszusagen.

Begründung

Weit fortgeschrittene Projekte mit klarer Realisierungsperspektive dürfen keinesfalls an zu hohen finanziellen Sicherheitsleistungen scheitern. Sofern ein Projekt bereits sehr weit fortgeschritten ist, z.B. wenn bereits einschlägige Genehmigungen (BImSchG, wasserrechtliche Genehmigung, verbindliche Zusagen für Infrastrukturanschlüsse etc.) vorliegen, sollte stärker auf Präqualifikationen gesetzt werden. Mit entsprechendem Nachweis stellen die Voraussetzungen gleichermaßen sicher, dass nur verbindliche und realisierungsreife Projekte in die Ausschreibungen gelangen.

§ 45 Abs. 3 (neu)

Regelungsvorschlag

(2) Eine nach § 44 geleistete Gebotssicherheit ist auf Antrag des Kapazitätsverpflichteten ganz oder teilweise auf die nach Absatz 1 zu leistende Realisierungssicherheit anzurechnen oder in diese zu überführen, soweit sie nach Art, Höhe und Laufzeit den Anforderungen an die Realisierungssicherheit entspricht. Die zuständige Sicherungsstelle hat die Gebotssicherheit in diesem Umfang nicht nach § 48 freizugeben, sondern als Realisierungssicherheit fortzuführen. Soweit die Gebotssicherheit die Anforderungen nach Satz 1 nicht vollständig erfüllt, ist nur der Differenzbetrag als Realisierungssicherheit nach Absatz 1 zu leisten.

Begründung

Die Ergänzung vermeidet eine unnötige Kumulation von Sicherheitsleistungen. Nach dem bisherigen Entwurf muss zunächst eine Gebotssicherheit nach § 44 geleistet werden; nach Zuschlag sind zusätzlich die Realisierungssicherheit nach § 45 sowie die Sicherheit nach § 46 zu stellen, bevor die Gebotssicherheit freigegeben wird. Eine Anrechnungs- bzw. Überführungsmöglichkeit erhält den Sicherungszweck vollständig, reduziert aber unnötige Liquiditätsbelastungen der Bieter. Dies ist insbesondere für kleine und kommunale Unternehmen von Bedeutung und senkt damit Barrieren für eine hohe Akteursvielfalt.

§ 47 Abs 2 – Arten und Verwahrung von Sicherheiten

Regelungsvorschlag

In § 47 Absatz 2 wird Nummer 1 wie folgt gefasst:

*~~1. die unwiderrufliche, unbedingte, auf den Verpflichtungszeitraum und ein Jahr darüber hinaus befristete und selbstschuldnerische Bürgschaft auf erstes Anfordern nach Maßgabe des Absatzes 3 und die Übersendung einer entsprechenden Bürgschaftserklärung~~
oder die Stellung einer Bürgschaft, insbesondere durch ein Kreditinstitut oder einen Kreditversicherer oder,*

Begründung

Der Vorschlag ist eine klarstellende und rechtssichere Neufassung der Nummer 1, um ausdrücklich sicherzustellen, dass Bürgschaften – insbesondere von Kreditinstituten oder Kreditversicherern – als gleichwertige Sicherheitsleistung zulässig sind.

ABSCHNITT 7: Zuschlag 7

Unterabschnitt 1: Zuschlagsverfahren

§ 50 – Zuschlagsverfahren

Die vorgesehene Besserstellung von Geboten aus dem netztechnischen Süden trägt dem aktuellen Bedarf zur Entlastung der süddeutschen Netze Rechnung. Zugleich darf dies nicht dazu führen, dass Standorte im netztechnischen Norden und Osten faktisch von Zuschlägen ausgeschlossen werden.

Es sollte festgelegt werden, dass neben einer Besserstellung von Geboten aus dem netztechnischen Süden bei der Gebotsreihung ein äquivalentes Instrument zur Besserstellung von Geboten aus dem netztechnischen Norden/Osten innerhalb der Ausschreibungen zum Einsatz kommt. So wäre das Verhältnis von zwei Dritteln zu einem Drittel bei den Zuschlägen das wahrscheinlichste Szenario und würde eine angemessene, gesamtdeutsche Verteilung der Anlagen sicherstellen.

Ohne ein äquivalentes Ausgleichsinstrument besteht die Gefahr, dass sämtliche Zuschläge an Standorte im Süden gehen. Dies wäre mit Blick auf eine gesamtdeutsche Versorgungssicherheit, den fortschreitenden Kohleausstieg sowie den langfristigen Netzwiederaufbau – insbesondere auch für den Fall eines großräumigen Netzausfalls – nicht sachgerecht. Perspektivisch werden auch im netztechnischen Norden und Osten steuerbare Ersatzneubauten benötigt, um Netzstabilität, Systemdienstleistungen und Schwarzstartfähigkeit sicherzustellen. Ein ausgewogenes Verhältnis der Zuschläge – etwa im Umfang von zwei Dritteln im Süden und einem Drittel im Norden und Osten – stellt sicher, dass regionale Netzbedarfe ebenso berücksichtigt werden wie das Ziel einer bundesweit resilienten Erzeugungsstruktur.

Zu § 50 Abs. 5

Regelungsvorschlag

Absatz 5 wird folgender Satz angefügt:

Bei Ausschreibungen von Langzeitkapazitäten ist sicherzustellen, dass einem einzelnen Bieter oder einer Gruppe verbundener Unternehmen im Rahmen eines Ausschreibungstermins höchstens ein Anteil von 10 Prozent des ausgeschriebenen Gesamtvolumens bezuschlagt wird.

Begründung:

Eine wesentliche Bedeutung kommt der Sicherstellung einer breiter Bietervielfalt zu. Anderenfalls droht eine weitere Verfestigung von Marktmacht, die zu einer marktbeherrschenden Stellung bei der Bereitstellung von steuerbaren Kraftwerken führen kann, wie im jüngsten [Marktmachtbericht des Bundeskartellamts 2024/2025](#) aufgezeigt.

Das Bundeskartellamt bewertet das StromVKG als Chance, „wettbewerbliche Marktstrukturen zu fördern und historisch gewachsene Marktmachtstellungen abzubauen“ (S. 4). Es wirbt mit Blick auf das Risiko einer Verfestigung von bestehenden Marktmachtpositionen (s. auch S. 58) dafür, wirksame Mechanismen zur Sicherstellung der Anbietervielfalt vorzusehen.

Eine wirksame Begrenzung der maximalen Zuschlagsmenge pro Bieter – etwa im Bereich von zehn Prozent des Gesamtvolumen, wie es das Bundeskartellamt jüngst vorgeschlagen hat – kann ein geeignetes Instrument darstellen, um Marktkonzentration zu vermeiden und faire Wettbewerbsbedingungen zu gewährleisten. Wie das Bundeskartellamt betont, können die Ergebnisse der Kraftwerksausschreibungen die Marktkonzentration für die kommenden Jahrzehnte maßgeblich beeinflussen. Die Diskussion um bezahlbare Stromkosten für Industrie, Mittelstand und Haushalte prägt alle laufenden energiepolitischen Vorhaben. Im Rahmen des StromVKG bietet das Thema Marktmachtbegrenzung einen Hebel für günstigere Strompreise.

Größere Marktteilnehmer können Risiken über mehrere Projekte hinweg diversifizieren, während kleinere Unternehmen meist mit Einzelprojekten antreten und damit strukturell stärker belastet werden. Eine Mengenbegrenzung gleicht diese Unterschiede aus und stärkt den Wettbewerb.

Der Änderungsvorschlag setzt bei § 50 Abs. 5 an, da Langzeitkapazitäten aufgrund ihres Umfangs und ihrer langen Bindungswirkung eine besonders hohe strukturprägende Bedeutung für den Markt steuerbarer Erzeugungskapazitäten haben. Ohne eine gezielte Begrenzung der Zuschlagsmengen besteht die Gefahr einer weiteren Verfestigung von Marktmacht. Die Verortung der Zuschlagsbegrenzung in § 50 Absatz 5 stellt sicher, dass das Instrument passgenau bei Langzeitkapazitäten ansetzt und andere Ausschreibungstypen unberührt bleiben.

§ 51 Abs. 4 – Ausschluss von Geboten**Regelungsvorschlag**

Absatz 4 Nr. 1 ist zu streichen oder eine Klarstellung aufzunehmen:

Die Bundesnetzagentur kann ein Gebot von dem Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Errichtung der Anlage an dem angegebenen Standort plant. Ein solcher begründeter Verdacht besteht insbesondere, wenn

~~1. an dem in dem Gebot angegebenen Standort bereits eine Anlage in Betrieb genommen worden ist und für Strom aus dieser Anlage eine Zahlung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder einer aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes erlassenen Rechtsverordnung, nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder einer aufgrund des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erlassenen Rechtsverordnung oder nach anderen Förderprogrammen oder Gesetzen, die ganz oder teilweise auf die gleichen förderfähigen Kosten abzielen, in Anspruch genommen worden ist oder wird, oder~~

Begründung

Gemäß § 51 kann die Bundesnetzagentur Gebote vom Zuschlagsverfahren ausschließen, wenn der begründete Verdacht besteht, dass der Bieter keine Errichtung der Anlage an dem angegebenen Standort plant. Ein solcher Verdacht lässt sich nach Abs. 4 Nr. 1 mit einer EEG- oder KWKG-geförderten Anlagen am gleichen Standort begründen. Diese Regelung ist nicht einsichtig und widerspricht nach unserer Auffassung § 12 Abs. 3 Nr. 1b) bb), demzufolge der Betrieb einer KWKG-geförderten Anlage am gleichen Standort nicht schädlich ist. Der VKU drängt daher auf eine Streichung oder Klarstellung der Regelung von § 51 Abs. 4 Nr. 1.

§ 53 – Bekanntgabe der Zuschläge

In § 53 muss um eine verbindliche Frist zur Zuschlagsbekanntgabe ergänzt werden. Kommunale Unternehmen benötigen nach dem Gebot schnell Rechtssicherheit für Gremien, Finanzierung, Sicherheiten, Lieferantenbindungen, Genehmigungsplanung und Netzan-schluss. Eine offene Entscheidungsfrist ist mit kommunalen Projekt- und Beschlussläufen nicht vereinbar.

ABSCHNITT 8: Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale

§ 64 Abs. 1 Nr. 7 (b) – Angaben und Nachweise

Regelungsvorschlag

bei einer Anlage einer energiebegrenzten Technologieklasse diese Anlage die Anforderungen nach Buchstabe a ~~jederzeit~~ spätestens nach einer Stunde erfüllen kann und

Begründung

Die vorgeschlagene Streichung dient der Klarstellung, dass die Anforderung der Anlagen nicht ohne Unterbrechung für das ganze Jahr gilt (das könnten auch konventionelle Erzeugungsanlagen nicht erfüllen). Wie in der Erläuterung zu diesem Absatz beschrieben liegt der Fokus auf den Zeiträumen mit kalter Dunkelflaute, die nur einen sehr begrenzten Zeitraum betreffen.

Dem Umstand, dass die Anlagen der energiebegrenzten Technologieklassen nicht unbegrenzt eingesetzt werden können (da sie nachgeladen werden müssen) wird durch die in Anlage 4 „Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten“ definierten Reduktionsfaktoren für diese Anlagentypen bereits Rechnung getragen.

§ 66 – Nichtrealisierungspönale

Regelungsvorschlag

(4) Bei Verzögerungen, die nicht vom Kapazitätsverpflichteten zu vertreten sind, insbesondere infolge von Lieferkettenengpässen oder Verzögerungen bei der Herstellung wesentlicher Anlagenkomponenten oder Infrastrukturanschlüsse, sind Pönalen angemessen zu reduzieren oder auszusetzen.

Begründung

Der Umgang mit Projektverzögerungen muss realistisch ausgestaltet werden. Engpässe, etwa bei der Lieferung von Anlagenteilen durch die Hersteller, sind bei einer weitestgehend zeitgleichen Errichtung der geplanten Kapazitäten absehbar. Dabei kann es sich um Verzögerungen handeln, die der Kraftwerksbetreiber nicht selbst zu verantworten hat. Gleiches gilt für Infrastrukturanschlüsse, wie Strom oder Gas.

Vorgesehene Vertragsstrafen müssen deswegen realistisch ausgestaltet werden; starre Pönalen sind kontraproduktiv.

ABSCHNITT 9: Verfügbarkeitsverpflichtung, Überprüfung, Funktionsnachweis, Dekarbonisierung

Unklar bleibt, wie im Rahmen der Verfügbarkeitsverpflichtung nach Abschnitt 9 StromVKG mit Zeiträumen umzugehen ist, in denen Anlagen im Zuge eines Umstiegs auf Wasserstoff vorübergehend nicht verfügbar sind. Ein solcher Umstellungsprozess kann sich über mehrere Monate erstrecken. Der Entwurf enthält bislang keine hinreichend klaren Regelungen dazu, wie die Verfügbarkeitsanforderungen während dieser Phase erfüllt werden sollen.

Zwar sieht das StromVKG die Möglichkeit vor, Kapazitätsverpflichtungen zu übertragen. Diese Übertragung ist jedoch erst zum nächsten Verpflichtungsjahr zulässig. Für den Zeitraum des tatsächlichen Umrüstungsprozesses bietet dies keine Lösung. Eine zeitweise Übertragung der Verpflichtung über einen Sekundärmarkt könnte zwar eine Brücke darstellen, wäre jedoch mit zusätzlichen Kosten und Transaktionsrisiken verbunden und würde die Wirtschaftlichkeit des Umstiegs weiter belasten.

Gerade der Umstieg auf Wasserstoff ist mit technologischen und betrieblichen Risiken verbunden, die trotz sorgfältiger Planung nicht vollständig ausgeschlossen werden können. Neue Technologien bergen stets das Risiko unvorhergesehener Verzögerungen oder Anlaufprobleme. Vor diesem Hintergrund besteht die Gefahr, dass Anlagenbetreiber während des Umstiegs faktisch zwischen der Erfüllung der Transformationsvorgaben und der Einhaltung der Verfügbarkeitsverpflichtung geraten und unverhältnismäßigen Pönalen ausgesetzt werden.

Darüber hinaus sollte klargestellt werden, dass im Vorjahr angemeldete, geplante Revisionen als geplante Nichtverfügbarkeiten zu behandeln sind. Diese sollten – analog zu den Regelungen für besondere netztechnische Betriebsmittel bzw. für die Kapazitätsreserve nach § 27 KapResV – sowohl von der Verfügbarkeitsverpflichtung als auch von der Pflicht zum Preisspitzenausgleich nach § 81 StromVKG freigestellt werden. Um sicherzustellen, dass die Versorgungssicherheit gewahrt bleibt, sollte den Übertragungsnetzbetreibern ein Widerspruchsrecht gegen den geplanten Nichtverfügbarkeitszeitraum eingeräumt werden.

Insgesamt erscheint es erforderlich, Abschnitt 9 StromVKG um klare, praxisnahe Regelungen für geplante Nichtverfügbarkeiten sowie für Transformations- und Umrüstungsphasen.

ABSCHNITT 10: Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen

Unterabschnitt 2: Ausgleichszahlungen und Ausgleichsprämien, Verrechnungssystem

§ 76 - Ausgleichszahlung für Verfügbarkeitsfehlmengen, Maximalzahlung (in Verbindung mit § 81 – Preisspitzenausgleich)

Die in § 76 Abs. 3 vorgesehene Maximalzahlung deckelt nur die Verfügbarkeitspönalen und die Strafen für den Funktionsnachweis. Für den Preisspitzenausgleich (§ 81) gilt dies allerdings nicht. Er ist als eigene Zahlungspflicht ausgestaltet und wird unabhängig von der tatsächlichen Einspeisung fällig. Ein Stop-Loss ist nicht vorgesehen. Dies schafft ein erhebliches Risiko für Anlagenbetreiber:

Fällt eine Anlage während einer extremen Preisspitze technisch aus, muss der Betreiber nicht nur die Verfügbarkeitspönale zahlen, sondern zusätzlich die Differenz zwischen Strike Price und Spotmarktpreis zurückgeben – ohne gleichzeitig Einnahmen aus der Einspeisung zu haben.

Um Investitionen nicht zu gefährden, sollte Deutschland sich am belgischen Kapazitätsmarkt orientieren. Dort gibt es für diese Rückzahlungspflicht einen klaren Stop-Loss, der die Belastung meist auf die Höhe der jährlichen Kapazitätsvergütung begrenzt. Deshalb sollte die Maximalzahlung nach § 76 Abs. 3 auf alle Zahlungsverpflichtungen ausgeweitet werden, damit keine unkalkulierbaren zusätzlichen Risiken entstehen.

In jedem Fall sollte eine Abschöpfung erst greifen, wenn im Durchschnitt über mehrere Stunden (mindestens 6 Stunden) der Ausübungspreis überschritten wird und nicht auf einzelne Viertelstundenpreise abstellen. Die Abschöpfung von Erlösen setzt voraus, dass diese tatsächlich aus einem wirtschaftlichen Kraftwerkseinsatz erzielt werden können. Eine Anknüpfung an einzelne Viertelstundenpreise würde Erlöse unterstellen, die mangels wirtschaftlichen Betriebs – insbesondere unter Berücksichtigung von Start- und Anfahrkosten – nicht realisiert werden können.

Die vorgesehene Ausgestaltung der Ausgleichszahlungen und des Preisspitzenausgleichs birgt insbesondere für Bestandsanlagen erhebliche Risiken. Im Unterschied zu Neubaulösungen verfügen Bestandsanlagen regelmäßig über eine historisch gewachsene Kostenstruktur und können zusätzliche Zahlungsverpflichtungen nicht kurzfristig über neue Erlösmodelle ausgleichen.

Es ist daher erforderlich, die in § 76 Absatz 3 vorgesehene Maximalzahlung ausdrücklich auf sämtliche Zahlungsverpflichtungen aus dem Kapazitätsvertrag, einschließlich des Preisspitzenausgleichs nach § 81, auszuweiten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Bestandsanlagen bei technisch bedingten Ausfällen während extremer Preisspitzen gleichzeitig mit mehreren, kumulativen Zahlungsverpflichtungen belastet werden, ohne entsprechende Markterlöse erzielen zu können. Dies würde Investitionen entwerten und die Teilnahme bestehender Anlagen am Kapazitätsmarkt erheblich einschränken.

Unterabschnitt 4: Preisspitzenausgleich

§ 81 – Preisspitzenausgleich

Der VKU befürwortet grundsätzlich die Einführung einer Reliability Option. Die Ausgestaltung des Preisspitzenausgleichs hat sich aber erheblich verschärft.

Sowohl von den übrigen Kosten/Investitionskosten bis zur Referenzanlage finden sich ausschließlich Verschärfungen und damit deutlich geringen mögliche Einnahmen für die Betreiber. Diese Tatsache muss sich im Gebotshöchstwert abbilden.

Speicher und Lastflexibilitäten sollten aus der Rückzahlungsverpflichtung ausgenommen werden, da sie einem viel höheren Erlösrisiko unterliegen als nicht energiebegrenzte Kapazitäten. Batteriespeicher und Lastflexibilitäten müssten Zahlungen leisten, wenn der Marktpreis über dem Ausübungspreis der RO liegt – selbst dann, wenn sie in den betreffenden Stunden leer sind und somit keine Einnahmen erzielen können. In solchen Situationen entsteht ein doppelter Nachteil: Der Speicher erhält keine Erlöse und muss gleichzeitig die volle Differenz zwischen Marktpreis und Reliability Option zurückzahlen. Damit ist das Risiko für die Betreiber unverhältnismäßig hoch.