

Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zum

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten

(Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG)

4. Mai 2026

Die EnBW begrüßt, dass die Bundesregierung die Verbändeanhörung zum **Entwurf eines Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG)** eingeleitet hat. Um neue wasserstofffähige Gaskraftwerkskapazitäten zu errichten, benötigen Kraftwerksbetreiber mindestens fünf Jahre. Vor dem Hintergrund, dass die ersten Kapazitäten im Jahr 2031 in Betrieb gehen sollen, muss das StromVKG nun zeitnah im parlamentarischen Verfahren verabschiedet werden.

Insgesamt unterstützt die EnBW den Gesetzesentwurf. Das vorgelegte StromVKG scheint zielführend, um tatsächlich den Zubau wasserstofffähiger Gaskraftwerke anzureizen. Im Sinne einer noch praktikableren Umsetzung, möchte die EnBW folgende Rückmeldungen in der Verbändeanhörung einbringen:

Abschnitt 1:

Zu § 2 Nr. 16 Begriffsbestimmungen „Hauptenergieträger“

Es ist klarzustellen, worauf sich der in § 2 Nr. 16 definierte Begriff „Hauptenergieträger“ bezieht, da mit der aktuellen Formulierung in § 2 unklar bleibt, ob dies bezogen auf den Standort oder die Anlage geschieht. Es wird empfohlen § 2 Nr. 16 wie folgt zu formulieren:

„„Hauptenergieträger“ der im Mittel aller Anlagen an einem Standort zur Erzeugung elektrischer Energie im mengengewichteten Durchschnitt überwiegend, mindestens zu 51 Prozent eingesetzte Brennstoff,“

Die bisherige Formulierung in § 2 Nr. 16 steht im Widerspruch zu der in der Begründung S. 100 genannten Absicht, eine „standortbezogene Gesamtbetrachtung“ durchzuführen, damit nicht ein vergleichsweise kleines Gaskraftwerk an einem Standort das Gebot für eine Langzeitkapazität an diesem Standort verhindert.

Zu § 2 Nr. 33 Begriffsbestimmungen "Standort"

Vor dem Hintergrund, dass durch bereits erfolgte Nachnutzungen oder eine städtebauliche Weiterentwicklung im Standortumfeld viele Bestandsstandorte für die Projektierung von Neuanlagen ausgeschlossen sind, sollte der Standortbegriff insbesondere im Zusammenspiel mit dem zentralen § 12 Abs. (3) so gefasst sein, dass auch Neuanlagen zweifelsfrei erfasst sind. Insofern sollte ein „Standort“ der „Errichtungs- oder Betriebsort einer künftigen Anlage oder mehrerer künftiger Anlagen“ sein.

Wir regen daher an, den Standortbegriff des StromVKG als "zusammenhängendes, einheitliches und abgeschlossenes Betriebsgelände" oder nur "Betriebsgelände" zu definieren. Die Nutzung dieses energierechtlich bereits fest etablierten Begriffs dient der Einheitlichkeit der Rechtsordnung, der größeren inhaltlichen Klarheit und würde sich die in Rechtsprechung und energiewirtschaftlicher Praxis insbesondere zu Abgrenzungsfragen bereits gewonnenen Erkenntnisse zu Nutze machen.

Zu § 2 Nr. 38 Begriffsbestimmungen "Verpflichtungszeitraum"

Sollten sich Auktionen verzögern, so ist der Beginn des Verpflichtungszeitraums anzupassen. Bereits bei der zweiten T-5-Auktion im Dezember 2026 stehen nach einem Gebotszuschlag ggf. nur noch 5,5 Jahre zur Verfügung. Da bei einem Verzug der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen bereits nach 12 Monaten die maximale Pönale verwirkt ist, erscheint es angemessen, den Beginn des Verpflichtungszeitraums relativ zum Termin der Zuschlagserteilung zu verknüpfen und damit auch allen bezuschlagten Unternehmen aus der ersten und zweiten Auktion die gleiche Ausgangsbasis zu geben.

Zu § 2 Begriffsbestimmungen „Inbetriebnahme“ (im Referentenentwurf vom 27. April 2026 gestrichen)

Der Entfall dieser Definition ist nachteilig, da im technischen Bereich die Phase der Inbetriebnahme vor der Aufnahme des kommerziellen Betriebs liegt. Im StromVKG (Entwurf vom 20.04.2026, 22:45 Uhr) wird unter „Inbetriebnahme“ jedoch „die erstmalige Inbetriebsetzung zum Zweck der kommerziellen Erzeugung elektrischer Energie nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft einer Anlage“ verstanden. Dies ist ein deutlicher Unterschied und erläuterungsbedürftig.

Abschnitt 2:

Zu §4 Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten

Zu (1) regt die EnBW an, den zeitlichen Abstand zwischen den Auktionen (September sowie Dezember 2026) zu strecken. Vermutlich werden die Bezuschlagungen aus der Septemberauktion erst kurz vor der Dezemberauktion bekannt gegeben, was das institutionelle Lernen sowie Nachjustierungen für eine zweite erfolgreiche Gebotsrunde erschweren könnte. Für die zweite Auktion wäre ein Auktionstermin Anfang 2027 ebenfalls noch vertretbar.

Weiterhin möchte die EnBW vorschlagen: Sollte sich in der ersten Auktionsrunde abzeichnen, dass ein Bieter mehr als 40 Prozent der auktionierten Leistung erlangt, sollte in der zweiten Auktionsrunde zur Sicherung der räumlichen Verteilung und zur Risikostreuung die Vorgabe gemacht werden, dass je Bieter nur ein Gebot eingereicht oder bezuschlagt werden darf.

Zudem ist eine frühzeitige Kenntnis der vollständigen auf die gebotsgegenständlichen Anlagen anzuwendenden regulatorischen Randbedingungen zur Bewertung und Kalkulation der Gebote essenziell. Aufgrund der von der BNetzA angekündigten Neuregelung der Netzentgelte und deren Anwendung auf Einwender (sog. AgNeS) ist es unbedingt erforderlich, diese Randbedingungen der Festlegungen der BNetzA auch bereits zum Ausschreibungstermin der Langzeitkapazitäten im September 2026 zu kennen oder die Zusicherung zu haben, dass diese nicht auf bezuschlagte Langzeitkapazitäten angewandt werden.

Abschnitt 3:

Unterabschnitt 1:

Zu §8 Stromnetzanschluss

Als Präqualifikationskriterium muss ein Stromnetzanschluss in Höhe der gebotenen nominalen Leistung vorhanden sein oder in dieser Höhe muss eine verbindliche Zusage für einen Stromnetzanschluss bis spätestens zum Beginn des Verpflichtungszeitraums vorliegen. Diesem Kriterium gleichgestellt sollte es sein, wenn Anlagen unter Nutzung vorhandener Standort- oder Sammelnetze mittelbar in die Netze der öffentlichen Versorgung einspeisen. Je nach Standortkonstellation könnten ansonsten Anlagen gerade an etablierten Erzeugungsstandorten von einer Auktionsteilnahme ausgeschlossen werden.

Zu §11 Ausschluss der Doppelförderung

Die EnBW hat bereits mehrfach darauf hingewiesen, dass durch die neue Marktdynamik aufgrund von StromVKG sowie Einrichtung eines Kapazitätsmarktes KWK-Anlagen, die im Vertrauen auf das Fortbestehen des Energy Only-Markets errichtet werden/wurden, unwirtschaftlich werden. Die EnBW versteht, dass eine Doppelförderung durch StromVKG und KWKG ausgeschlossen wird, möchte aber bereits an dieser Stelle unterstreichen, dass eine Kombinierbarkeit im späteren Kapazitätsmechanismus oder eine entsprechende Überarbeitung der Förderkulisse in der anstehenden KWK-Novelle umso dringlicher wird, um keinen Investitionsstopp bei KWK-Anlagen zu provozieren.

Unterabschnitt 2:

Zu §12 Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten, insb. zu (3)

§ 12 Abs. (3) normiert als Anforderung zum Standort der Anlage vier unabhängige Alternativen, von denen eine erfüllt sein muss, damit ein Gebot für diesen Standort zulässig ist. Nach unserer Interpretation ist das Ziel der Regelung, Projekte zu vermeiden, welche lediglich ältere Anlagen ersetzen und einen kostengünstigen Umbau dieser Bestandsanlagen als Gebot einbringen. Weiterhin soll ein Ersatz gasgefeuerter Bestandsanlagen durch neue Gaskraftwerke verhindert werden. Das

ist grundsätzlich nachvollziehbar und sinnvoll. Es erscheint aber nicht zweckmäßig, den Ersatz älterer Kohleanlagen durch neue Gaskraftwerke mit den Regelungen in § 12 zu verhindern. Vor allem ältere, teilweise Steinkohleanlagen, werden aufgrund zwischenzeitlicher Stilllegung am Markt über das KVVG inzwischen meistens nur noch in der Netzreserve und nicht mehr im Markt betrieben. Diese Anlagen haben verglichen mit modernen Anlagen aufgrund des Alters eine reduzierte Verfügbarkeit und Wirkungsgrad und hohe Instandhaltungskosten. Deswegen muss es zulässig sein, Gebote für Gaskraftwerke auch an Standorten abzugeben, an denen bestehende systemrelevante Kohleblöcke mit einem Betriebsalter über 35 Jahre seit Inbetriebnahme (Stand 2026 – diese Anlagen sind 2031 dann über 40 Jahre alt) durch diese Gaskraftwerke ersetzt werden. Die Leistung der neuen Gaskraftwerke muss aber mindestens der Leistung der stillzulegenden Kohlebestandsanlage entsprechen. Insbesondere bei einem Vergleich der beiden Varianten des § 12 Abs. (3) Ziff. 1 b), wonach vorgenanntes Vorgehen an reinen Netzreservestandorten möglich, an gemischten Markt- und Netzreservestandorten aber ausgeschlossen wäre, ohne dass dies im Hinblick auf die angestrebte Erhaltung tatsächlich verfügbarer disponibler Erzeugungskapazität veranlasst ist, wird deutlich, dass der Entwurf in diesem Punkt nachgebessert werden muss.

Im Übrigen scheint eine Anknüpfung unter § 12 Abs. (3) Ziff. 1. b) bb) an Sachverhalte, die zum relevanten Zeitpunkt der Gebotsabgabe und -prüfung noch weit in der Zukunft liegen, problematisch. Nicht zuletzt sollte diese Zulässigkeitsalternative auch keine unverschuldeten Tatbestände pönalisieren, die zwischenzeitlich unbeeinflussbar zu einem Wegfall bereits bestehender Anlagen führen können.

Entsprechend den obigen Ausführungen zu § 2 Nr. 33 „Standort“ sollte § 12 Abs. (3) dahingehend um die weitere Alternative ergänzt werden, dass auch Gebote für Anlagen, die für bislang noch nicht als Kraftwerksstandort genutzte Standorte projektiert werden (sog. greenfield-Projekte), zulässig sind.

Unterabschnitt 3:

Zu § 15 Anforderungen an die Resilienz

Wir begrüßen Anforderungen zur Resilienz und Beschaffung innerhalb des europäischen Wirtschaftsraums. Die Regelungen sind jedoch zu wenig detailliert, um hieraus Anforderungen an Lieferanten zu definieren. Es besteht sogar das Risiko, dass bei späterer Konkretisierung der Anforderungen das nach § 64 Abs. 1 Nr. 3 und Abs. 2 notwendige Testat eines Wirtschaftsprüfers nicht beigebracht werden kann (derartige Nachweise müssen beginnend mit der ersten Vergabe gesammelt werden, da sie voraussichtlich von Lieferanten nachträglich nicht mehr ausgestellt werden). Der Begriff des Endproduktes bedarf einer Konkretisierung. Aus den Darstellungen in Anlage 2 ergibt sich, dass es sich beim Endprodukt um die Energieerzeugungsanlage selbst handelt. Was allerdings die Anforderungen an den Fertigungsprozess und die evtl. Einrechnung der Beschaffung bei Sublieferanten oder Halbzeug anbelangt sowie die Abgrenzung zu den wesentlichen Bauteilen, wäre eine Klarstellung wünschenswert.

Zu §16 Erbringung von Momentanreserve

Die Verpflichtung zur ständigen Bereitstellung von Momentanreserve, auch in Fällen, wo die gebotsgegenständliche Erzeugungsanlage nicht betrieben wird, führt in Verbindung zu den in § 16

Abs. 2 genannten Randbedingungen zu erheblichen zusätzlichen technischen Anforderungen und entsprechend hohen Zusatzinvestitionen. Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist nicht erkennbar, dass die vorgesehene Vergütung für Momentanreserve diese Zusatzinvestitionen wirtschaftlich abdecken kann. Auch die Möglichkeit, Momentanreserve an anderen Standorten in derselben Regelzone zu erbringen, vermag diese Problematik nicht zu entschärfen. Auch gibt es keinen sachlichen Zusammenhang zwischen einer Erzeugungsanlage im Sinne dieses Gesetz, die sich im Stillstand befindet, und jedem anderen Kraftwerk in Deutschland, dass sich im Stillstand befindet. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, weshalb die Verpflichtung, die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve bereitzuhalten, vor allem den im StromVKG bezuschlagten Anlagen auferlegt wird.

- Zur Erfüllung der Anforderung einer Momentanleistungserbringung ohne Leistungsbetrieb müssten Gaskraftwerke mit Kupplungen zwischen der Gas-/Dampfturbine und dem Generator sowie zusätzlichen Schwungmassen am Generator ausgerüstet werden, um mit der gebotsgegenständlichen Anlage selbst Momentanreserve bereitstellen zu können. Die dafür erforderlichen großen Wellenkupplungen sind nur bis max. 350 MW verfügbar (also nicht anwendbar für große Ein-Wellen-GuD-Anlagen der F-, H und HL-Klasse) und die Wellenstrang-Dynamik einer solchen Anlage wäre fraglich hinsichtlich Machbarkeit.
- Netztechnische Betriebsmittel zur Erbringung von Momentanreserve oder die alternativ mögliche Überdimensionierung der Stromrichter von Batteriespeichern sind sehr aufwendig und v.a. auch die Überdimensionierung der Stromrichter ist nicht einfach möglich, da bislang weder Wechselrichter mit größer 130 % Überlastfähigkeit noch Wechselrichter mit Einheitenzertifikat für netzbildende Eigenschaften am Markt verfügbar sind – die Projekte müssen aber mit heute verfügbarer Technik für die 2026 anstehenden StromVKG-Auktionen kalkuliert werden.
- Weiterhin wird für derartige Anlagen zur Momentanreserveerbringung ein komplexes Zertifizierungs- und Nachweisschema erwartet für das noch keine erprobten Prozesse existieren (qualifiziertes Gutachten, Verfügbarkeit + Kompetenz Zertifizierer, Nachweise + Simulationsmodellen, zusätzliche Dynamiken, keine derzeit verfügbaren Einheitenzertifikate...). Das macht die Kalkulation der Investkosten solcher Anlagen extrem herausfordernd, wenn nicht unmöglich und erfordert hohe, einzupreisende Risikoaufschläge – von den Realisierungsterminplänen ganz zu schweigen.
Auch ist die von den Übertragungsnetzbetreibern gebotene Vergütung für Momentanreserve laut Preisveröffentlichung vom Jan. 2026 nicht geeignet, die Investitionskosten eigens dafür errichteter Anlagen zu finanzieren.
- Seit der Erarbeitung des BDEW-Kompromisses 2024/25 hat sich die Dynamik im Zubau von Batteriespeichern weiter erhöht. Dies dürfte auch die Bereitstellung von Momentanreservefähigkeit deutlich positiv beeinflussen. Gleichzeitig ist der Wettbewerb um Netzanschlusskapazitäten massiv gestiegen: diverse Batterie- oder Rechenzentrumsprojekte werden aufgrund fehlender Netzanschlusskapazität auf Eis gelegt. Verpflichtende Zusatzanlagen zur Gestellung von Momentanreserve benötigen jeweils entsprechende Netzanschlüsse, die Verpflichtung zur Momentanreserveerbringung verschärft das Problem der fehlenden Netzanschlusskapazitäten.

Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber besteht somit die Gefahr, dass sich die Kosten der gebotsgegenständlichen Anlagen erhöhen und andere gewünschte Projekte vereiteln welche ggf. Momentanreserve effizienter bereitstellen könnten.

EnBW empfiehlt §16 wie folgt zu ändern:

1. Die Anforderung sollte gestrichen werden, dass die Fähigkeit zur Momentanreserveerbringung ständig, auch bei nicht in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen, bereitzuhalten ist. Diese Forderung ist für Erzeugungsanlagen in den allgemeinen TAR nicht vorgesehen, da für die Sicherheit der Systemstabilität gem. EnWG die Übertragungsnetzbetreiber und nicht die Betreiber von Erzeugungsanlagen verantwortlich sind. Wir sehen zwei Alternativen zur Bereitstellung von Momentanreserve:
 - Der Übertragungsnetzbetreiber selbst errichtet an geeigneten Netzknoten Betriebsmittel zur Momentanreserveerbringung. Der ÜNB hat alleinig das Wissen des geplanten (Batterie-)Zubaus und kann dann entscheiden, welche Standorte im Netz am besten geeignet für die Errichtung solcher Anlagen sind.
 - Bei einem tatsächlichen Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber an zusätzlicher Momentanleistung können die Übertragungsnetzbetreiber einzelne bezuschlagte Gebote für Langzeitkapazitäten verpflichten, gegen volle Erstattung der Investitions- und Betriebskosten durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, eine Anlage zur Bereitstellung von Momentanreserve in der jeweiligen Regelzone zu errichten, die auch in Zeiten außerhalb des Leistungsbetriebs der bezuschlagten Langzeitkapazität Momentanreserve bereitstellen kann.
2. Mindestens sollten jedoch die technischen Anforderungen zur Momentanreserveerbringung reduziert werden. Die Anlaufzeitkonstante muss von 12 auf 6 Sekunden reduziert werden, um den tatsächlich möglichen Gegebenheiten Rechnung zu tragen (Erbringungsmöglichkeit allenfalls im DT-Strang einer Zweiwellenanlage) und keine Forderungen zu stellen, die selbst von optimierten flexiblen und effizienten Neuanlagen nicht erfüllt werden können. Gleichzeitig ist mindestens die gesamte Überlast (> 100 %) von Batterieprojekten, wenn nicht sogar die gesamte Kapazität neuer Batterien (> 0 %), anzuerkennen, da sie zusätzliche Momentanreservefähigkeit bereitstellen. Ebenso sind in diesem Fall in Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern kurzfristig Regeln für Auslegung und Nachweis der Momentanreservebereitstellung zu entwickeln. Diese Vereinfachungen würden in Verbindung mit konkreten Anforderungsregeln die Machbarkeit einer technischen Umsetzung vereinfachen und realistischer machen. Der Übertragungsnetzbetreiber stellt dann zur Realisierung dieser Anlagen an geeigneten Standorten der bezuschlagten Betreiber Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung.

Unterabschnitt 4:

Zu §18 Grenzüberschreitende Teilnahme und

Zu §19 Zusätzliche Voraussetzungen bei der grenzüberschreitenden Teilnahme

Zur Versorgungssicherheit in Deutschland tragen auch Anlagen bei, die sich nicht auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland befinden, allerdings eine unmittelbare elektrische Anbindung an den deutschen Regelblock über direkte Kraftwerksleistungen haben und damit Teil der deutschen Regelzone sind (Regelzonenausstülpungen).

Die EnBW versteht die in diesem Paragraphen vorgelegte Definition für eine grenzüberschreitende Teilnahme in dem Sinne, dass Anlagen, die in die deutsche Regelzone integriert sind, nicht unter die Einschränkungen des §18 fallen und grundsätzlich auch an Ausschreibungen mit einem Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren teilnehmen dürfen. Sollte das der Fall sein, begrüßt die EnBW das ausdrücklich.

Andernfalls unterbreitet die EnBW folgenden Vorschlag, um die oben beschriebenen spezifische Regelzonenzuordnung dieser Anlagen abzubilden und eine entsprechende grenzüberschreitende Teilnahme für längere Verpflichtungszeiträume zu ermöglichen (Änderungen fett):

§18 Grenzüberschreitende Teilnahme

(1) Zulässig sind auch Gebote für Anlagen, die

1. auf dem Gebiet des Großherzogtums Luxemburg an ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind oder

2. sich auf dem Gebiet eines anderen Mitgliedsstaates der Europäischen Union befinden, die Teil einer deutschen Regelzone ist oder

3. in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union an ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind, das eine direkte grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitung mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz in der Bundesrepublik Deutschland hat.

(2) Für Anlagen nach **Absatz 1 Nummer 3** können in Ausschreibungen nur Gebote mit einem Verpflichtungszeitraum von einem Jahr abgegeben werden.

(3) Eine grenzüberschreitende Teilnahme von Anlagenpools ist nicht zulässig. Dies gilt, wenn sämtliche oder einzelne Anlagen des Anlagenpools außerhalb des Elektrizitätsversorgungsnetzes der Bundesrepublik Deutschland angeschlossen sind. **Ausgenommen davon sind Anlagenpools, auf die die Regelung des Abs. 1 Z 2 anwendbar sind.**

§19 Zusätzliche Voraussetzungen bei der grenzüberschreitenden Teilnahme

(1) Für eine grenzüberschreitende Teilnahme an den Ausschreibungen ist erforderlich, dass

1. im Fall von Anlagen nach § 18 Absatz 1 Nummer 1, eine Kooperationsvereinbarung der Bundesrepublik Deutschland mit dem Großherzogtum Luxemburg über die Teilnahme von Anlagen auf dem Gebiet des Großherzogtums Luxemburg an den Ausschreibungen nach diesem Gesetz geschlossen ist, in der die notwendigen Inhalte für die grenzüberschreitende Teilnahme geregelt sind, oder

2. im Fall von Anlagen nach § 18 Absatz 1 Nummer 2 ein Vertrag zwischen dem Anlagenbetreiber und einem oder mehreren deutschen Übertragungsnetzbetreibern vorliegt und dadurch diese Anlagen dauerhaft Teil einer deutschen Regelzone sind, oder

3. im Fall von Anlagen nach § 18 Absatz 1 Nummer 3

a) eine vertragliche Vereinbarung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber des anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union, in dem die Anlage steht, über die Teilnahme von Anlagen oder Anlagenpools an Ausschreibungen nach diesem Gesetz, und

b) ausreichend Eintrittskapazität für die Teilnahme zur Verfügung steht.

(2) Eine grenzüberschreitende Teilnahme ist nur zulässig, wenn die Voraussetzungen einer Teilnahme nach Abschnitt 3 sowie die Voraussetzungen erfüllt sind, die sich aus den zu schließenden Vereinbarungen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 ergeben.

Abschnitt 6:

Unterabschnitt 1:

Zu §41 Höchstwert

Im Sinne des institutionellen Lernens sollte eine Formulierung aufgenommen werden, dass bei einer zu geringen Beteiligung in der ersten Auktionsrunde, der Höchstwert für die zweite Auktionsrunde angepasst wird. Eine Anpassung kann auch für andere Kriterien, etwa eine drohende zu einseitige Verteilung der erfolgreichen Gebote auf wenige Bieter (s.o.) oder eine zu enge räumliche Verteilung der erfolgreichen Standorte erfolgen.

Unterabschnitt 2:

Zu §47 Arten und Verwahrung von Sicherheiten

Nach dem Gesetzentwurf dürfen Sicherheiten als Bürgschaft hinterlegt werden. Nach §47 Absatz (3) ist es vorgesehen, dass der Bürge als Kreditinstitut oder Kreditversicherer zugelassen ist. Vor dem Hintergrund der verpflichtenden Bereitstellung von langlaufenden Sicherheiten bis zur IBN und darüber hinaus bis zum Ende des Verpflichtungszeitraums wirken Bankbürgschaften unverhältnismäßig teuer. Zu diesem Zweck befürworten wir die Zulassung von Konzernbürgschaften. Im Rahmen von ähnlichen Bürgschaftsverpflichtungen im Bereich Wind Offshore konnten in diesem Sinne Vereinbarungen getroffen werden, welche Konzernbürgschaften als Sicherheit ermöglichen.

Sofern Konzernbürgschaften für den Zweck der Absicherung nicht durchsetzbar sind und ein Kreditinstitut oder Kreditversicherer als Bürge beauftragt wird, sollten insbesondere für Bürgschaften mit sehr langen Laufzeiten mit Verpflichtungszeiten von 15 Jahren wie für Sicherheiten zu Ausgleichszahlungen die Möglichkeit gegeben werden, dass diese Bürgschaften mittels Extend-or-Pay-Klauseln auf ein Jahr ausgestellt und dann jährlich verlängert werden. Längerfristige Avalkreditlinien müssen vor Gebotsabgabe verhandelt werden und es ist nicht sichergestellt, dass eine Bank dem Kapazitätsverpflichteten eine Bürgschaft über 15 Jahre ausstellt. Hingegen sind Bürgschaften mit Extend-or-Pay-Klauseln marktübliche Instrumente.

Abschnitt 7:

Unterabschnitt 1:

Zu §50 Zuschlagsverfahren, insb. zu (5) sowie zu §2 Begriffsbestimmungen, 28.

Die EnBW begrüßt, dass eine Regionalkomponente im StromVKG für zwei Drittel der Gebote bei den Langzeitkapazitäten eingeführt wird. Die Definition des netztechnischen Südens umfasst aber nach wie vor die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz sowie das Saarland, und ist damit aus Sicht der EnBW zu groß, um den tatsächlich notwendigen Mindestzubau an gesicherter Leitung im Süden Deutschlands abzusichern. Das bisherige Auktionsverfahren stellt aufgrund der Größe des netztechnischen Südens nicht zwingend sicher, dass eine angemessene räumliche Verteilung der bezuschlagten Anlagen gewährleistet ist. Sollte sich daher nach der ersten Auktion abzeichnen, dass weniger als zum Beispiel 1 GW Zuschläge in den südlichen Kernländern (zum Beispiel Bayern, Baden-Württemberg) erfolgt sind, wird in der zweiten Auktionsrunde eine Quote von bspw. 2 GW für die genannten Länder eingeführt.

Zu § 51 Abs. (4) Ziff. 1 “Ausschluss von Geboten”

Eine Ausschlussmöglichkeit für Gebote, für die ein begründeter Verdacht besteht, dass sie nicht ernsthaft realisiert werden sollen, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Die Regelvermutung nach Ziff. 1 ist in ihrer aktuellen sprachlichen Fassung jedoch nicht sachgerecht und würde Gebote für Anlagen an Standorten wohl zwingend auch dann ausschließen, wenn sich an dem Gebotsstandort auch nur irgendeine anderweitig geförderte Anlage befände, selbst wenn diese in keinerlei Zusammenhang mit der gebotsgegenständlichen stünde. Im Begründungsteil wird zwar klargestellt, dass ein Gebot von bislang ungeförderter, neuer Anlagenkapazität, also etwa zusätzlichen, neuen Kraftwerksblöcken, unverdächtig ist. Wegen der Beschränkung der formalen Rechtskraftwirkung auf den Gesetzestext ist aber auch dieser sprachlich klar im Sinne des Begründungsteils zu fassen.

Insgesamt scheint es sinnvoller, analog dem Vorgehen unter § 51 Abs. (1) Ziff. 9 und 10 schlicht Gebote von bereits nach anderen Gesetzen bzw. Fördermechanismen geförderte Anlagen zwingend und ohne den Umweg über eine hier entbehrlich scheinende Vermutungsregel mit Standortbezug vom Verfahren auszuschließen.

Unterabschnitt 3:

Zu § 58 Übertragung der Kapazitätsverpflichtung

Eine gesicherte Entwicklung eines Kraftwerks erfordert es, Finanzierungsmöglichkeiten zu schaffen, die auch dritte Parteien an den Investitionen beteiligen. Hierzu bedarf es sowohl in zeitlicher als auch in gestalterischer Hinsicht einer weitergehenden Flexibilität bei der Übertragung der Kapazitätsverpflichtung. In der Praxis dürfte in der Regel nicht die Kapazität selbst übertragen werden, sondern Geschäftsanteile einer die Kapazität haltenden Personen- oder Kapitalgesellschaft. Hier bedürfte es einer Klarstellung, dass solche Übertragungen keine Teilkapazitätsübertragung im Sinne des § 58 Abs. 1 Nr. 1 darstellen und im Übrigen im Rahmen der Bestimmungen des § 59 zulässig sind. Solche mittelbaren Kapazitätsübertragungen sollten sich an üblichen

gesellschaftsrechtlichen Vorgängen orientieren und die finanzielle Flexibilität der Betreiber bei der Sicherstellung einer Realisierung unterstützen. Daher sollten gesellschaftsrechtliche Vorgänge, die keine Verfügungen über die Kapazitätsverpflichtung zum Gegenstand haben jederzeit frei möglich sein, ohne dass die Voraussetzungen an den neuen (Mit-)Gesellschafter nach § 59 berührt sind.

EnBW schlägt daher die Aufnahme eines Absatzes 3 in § 58 vor:

„(3) Hiervon ausgenommen sind die Übertragung von Gesellschaftsanteilen an Personen- oder Kapitalgesellschaften, die Kapazitätsverpflichtungen halten, sowie Maßnahmen nach Umwandlungsgesetz betreffend diese Gesellschaften. Übertragungen von Gesellschaftsanteilen und Umwandlungsmaßnahmen sind im Rahmen des geltenden Rechts, insbesondere unter Berücksichtigung der Regelungen des § 59, jederzeit möglich.“

Abschnitt 8:

Zu § 64 Angaben und Nachweise in Verbindung mit § 65 Entscheidung über den Abschluss der Präqualifizierung

Bei den in Abs. 2 zum Abschluss der Präqualifizierung geforderten Vorlage der „vollständigen viertelstündlichen Lastgangdaten für den Zeitraum der ersten drei Monate nach Inbetriebnahme“ bleibt unklar, ob für diesen Zeitraum ein durchgehender Betrieb der Anlage verlangt wird oder zeitweilige Nichtverfügbarkeiten akzeptiert werden. Insbesondere nach der Inbetriebnahme ist die Verfügbarkeit von Kraftwerksanlagen infolge Restarbeiten der Lieferanten, weiterer Optimierungsmaßnahmen und Frühausfällen von Komponenten reduziert (sog. Badewannenkurve). Weiterhin ist infolge des Markteinsatzes ein ununterbrochener Betrieb sehr unwahrscheinlich.

Auch lässt sich die installierte Leistung der Anlage (siehe § 30 (1) Nr. 5) anhand der Lastgangdaten nicht ermitteln, da z.B. auch jahreszeitliche Schwankungen der Umweltbedingungen (Lufttemperatur oder Kühlwassertemperatur) sich deutlich auf die Leistung von Gaskraftwerken – insbesondere auch Gasturbinen – auswirken.

Wir empfehlen zum Nachweis der installierten Leistung der Anlage ein Gutachten eines für Abnahmemessungen in Kraftwerksanlagen zugelassenen Sachverständigen vorzulegen, das auf den diesbezüglichen international angewandten Normen basiert.

Zu §66 Nichtrealisierungspönale

Die EnBW weist darauf hin, dass höhere Gewalt als Grund gegen die Wirksamwerdung der Nichtrealisierungspönale bisher nicht im Gesetzestext erwähnt wird. Das würde mit erheblichen Unsicherheiten für Kraftwerksbetreiber einhergehen, wie beispielsweise der Verzug vieler Projekte infolge der Covid19-Pandemie im Jahr 2020 zeigte. Da auch die Lieferanten der Anlagentechnik von Verzug infolge höherer Gewalt in den Lieferverträgen im Allgemeinen freigestellt werden, kann ein bezuschlagtes Unternehmen dieses Risiko nicht an Lieferanten weitergeben und müsste bei höherer Gewalt im Leistungsumfang der Auftragnehmer die Anlagen nach Fertigstellung übernehmen, hätte aber die Pönale zu tragen und gleichzeitig die Förderung im Rahmen des StromVKG verwirkt.

Die Nichtrealisierungspönale sollte daher nur dann zu leisten sein, wenn das bezuschlagte Unternehmen den Verzug zu vertreten hat und der Verzug keine Folge höherer Gewalt gem. § 2 Nr. 19 ist. Zudem ist der Fall nicht abgedeckt, dass Schäden bei der Inbetriebnahme, die zu einem Verzug/Überschreitung des Fertigstellungsdatums führen, ausgenommen sind.

Im Übrigen erscheint eine Maximalpönale in der Höhe des zweifachen Gebotswertes sehr hoch. Der zusätzliche Einzug der maximalen Pönale erscheint hier unnötig und kann keinen weiteren Termindruck auf das bezuschlagte Unternehmen ausüben, die Anlage doch noch rechtzeitig fertigzustellen. Sollte erst bei der Inbetriebnahme einer bis dahin verzugsfrei errichteten Anlage ein größerer Schaden beispielsweise an einer Turbinenwelle auftreten, so kann das bezuschlagte Unternehmen selbst bei maximalem Druck die Anlage nicht mehr rechtzeitig fertigstellen, da die ggf. erforderliche Neufertigung eines Turbinenläufers deutlich länger als 12 Monate dauert.

Abschnitt 10:

Unterabschnitt 1:

Zu § 74 Kapazitätsvergütung

Der Anspruch auf Zahlung entsteht letztlich erst ab Beginn des Verpflichtungszeitraums zum 01.11.2031. Damit wird eine frühere Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht honoriert und zur Optimierung ihrer Projektwirtschaftlichkeit würden alle erfolgreichen Bieter (beider T-5-Auktionsrunden) versuchen, ihre Projekte möglichst knapp vor Beginn des Verpflichtungszeitraums in den kommerziellen Betrieb zu bringen. Um die mit dieser Ballung verbundenen Risiken zu vermindern, würde sich eine additive „Rumpffjahrkapazitätsvergütung“ für den Zeitraum zwischen kommerzieller Inbetriebnahme und Beginn der ersten Verpflichtungsperiode oder ein „Sprinter-Bonus“ spiegelbildlich zum Pönalemechanismus in § 6 anbieten. Hierdurch könnte ein zeitlich versetzter Hochlauf der Neukapazitäten erreicht werden.

Vor dem Hintergrund der geplanten Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts für den Zeitraum ab 2032 ergänzend zum Kapazitätsmarkt für das Zieljahr 2031 im Rahmen des StromVKG ist eine weitere Gesetzgebungsausgestaltung und deren Einführung in 2027 vorgesehen. Die Ausgestaltung des umfassenden Kapazitätsmarktes hat unmittelbar Auswirkung auf die regulierten Erlöse von Erzeugungsanlagen. Für Erzeugungsanlagen, die an den Kapazitätsausschreibungen im Rahmen des StromVKG teilnehmen, sind die regulierten Erlöse aus dem umfassenden Kapazitätsmarkt nach Auslaufen der Förderung aus dem StromVKG von Bedeutung. Auf Grund der noch unsicheren Gesetzesausgestaltung sind die Rahmenbedingungen des sich anschließenden umfassenden Kapazitätsmarkts noch sehr unsicher. Vor diesem Hintergrund sollte im Rahmen des StromVKG eine Regelung gefunden werden, welche den Übergang zwischen den Kapazitätsmärkten kalkulierbar macht.

Unterabschnitt 4:

Zu § 81 Preisspitzenausgleich

In Absatz (2) wäre zu ergänzen: „Dabei sind bereits getätigte Absicherungsgeschäfte (auch verbundener Unternehmen) entsprechend anzurechnen.“

Ein Großteil der Erlöse ist am Terminmarkt bereits gehedgt. Daher ist sicherzustellen, dass nicht Erlöse auf Spotmarktbasis abgeschöpft werden, die tatsächlich nicht realisiert sind. Ansonsten sehen wir negative Auswirkungen auf die Liquidität im Terminmarkt, da der Anreiz zur längerfristigen Absicherung reduziert wird und sich die bezuschlagten Anlagen dann auf den Spotmarkt konzentrieren würden.

Desweiteren sehen wir es kritisch, dass es bei ungeplanten Nichtverfügbarkeiten aus unserer Sicht zu einer Doppelbelastung kommt. Zwar werden die Ausgleichszahlungen und Pönalen gedeckelt (Stop-Loss), allerdings fällt zusätzlich auch der komplette „Preisspitzenausgleich“ an (unabhängig vom Anlageneinsatz).

Dieses Preisrisiko ist für die Betreiber nach oben unbegrenzt (kein Stop-Loss) und lässt sich selbst durch sofortigen Rückkauf des Stroms bei Kraftwerksausfall nicht absichern. Dieses zusätzliche Preisrisiko widerspricht aus unserer Sicht der Idee eines „Preisspitzenausgleichs“. Deshalb sind wir der Auffassung, dass die Maximalzahlung (Stop-Loss) nicht nur für den Teil der Ausgleichszahlungen und Pönalen gelten sollte, sondern auch für den Preisspitzenausgleich anzuwenden ist.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, den Preisspitzenausgleich um den sowieso zu bestimmenden Verfügbarkeitsindikator zu kürzen. Durch die Kappung auf „Wert Eins“ würde man zudem eine Übererfüllung der Verfügbarkeitsverpflichtung in Phasen besonders hoher Preise sogar incentivieren, anstatt sie, wie bisher, zu bestrafen.

§81 (2) „... Die Höhe des Preisspitzenausgleichs ergibt sich aus dem Produkt der gebotenen reduzierten Leistung **mit dem Verfügbarkeitsindikator gem. Anlage 6 oder dem Wert Eins (je nach dem welcher Wert höher ist)** und dem Wert, um den der Spotmarktpreis für Strom den Ausübungspreis übersteigt. ...“

Zu Anlage 3 und 4

Die Ausgestaltung der Technologieklassen und De-Rating-Faktoren in Anlage 3 und 4 des StromVKG weist aus unserer Sicht eine strukturelle Lücke auf:

Speichertechnologien werden ausschließlich bis zu einer Höchsterbringungsdauer von 12 Stunden differenziert.

Somit werden Speicher mit deutlich längerer Leistungsbereitstellungsdauer – bis hin zu mehrtägiger Verfügbarkeit – nicht gesondert berücksichtigt und faktisch wie Kurzzeitspeicher behandelt.

Aus unserer Sicht ist diese Gleichsetzung systematisch aus technologischer Sicht nicht zutreffend. Der Zweck der De-Rating-Faktoren besteht darin, die Wahrscheinlichkeit abzubilden, mit der eine Technologie in realen Knappheitssituationen zur Verfügung steht. Genau in diesen Situationen – insbesondere bei mehrtägigen Dunkelflauten – entfaltet ein Jahresspeicher seinen spezifischen Wert für das Gesamtsystem. Während sonstige Speicher nach kurzer Zeit vollständig erschöpft sind, kann ein Jahresspeicher über mehrere Tage kontinuierlich Leistung bereitstellen.

Seine Ausfallwahrscheinlichkeit ist damit signifikant geringer und vergleichbar mit der eines GuD-Kraftwerks, das dabei zusätzlich von Brennstoff- und Infrastrukturrisiken abhängt.

Dies ist insbesondere auch vor dem Hintergrund eines erwarteten starken Ausbaus von Kurzzeitspeichern zu bewerten. Ein Kapazitätsmarkt, der große Mengen hoch korrelierter Speicherkapazität ähnlich bewertet wie durchhaltefähige Langzeitspeicher, erzeugt nominelle Kapazität ohne entsprechende Versorgungssicherheit über längere Stressperioden.

Somit würden Technologien mit hoher zeitlicher Robustheit unterbewertet werden. Aus Kapazitätsökonomischer Sicht wäre es daher konsequent, Jahresspeicher entweder als eigene Technologieklasse zu definieren oder mit GuD Anlagen faktisch gleichzustellen. Nur so kann der Kapazitätsmarkt die tatsächliche Systemrelevanz langdauernder Speicher sachgerecht abbilden und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Zu Anlage 7

Die Preisformel beinhaltet für die variablen Kosten einen fixen Vergütungsblock. Dies führt im Ergebnis dazu, dass die Wirtschaftlichkeit des Ausübungspreises stark von der Dauer des jeweiligen Betriebs abhängt. Je länger die Betriebsdauer am Stück ist, desto geringer fallen die Startkosten ins Gewicht. Umgekehrt werden viele Starts monetär penalisiert.

Weitere Anmerkungen

Ergänzende Regelungen zur öffentlich-rechtlichen Zulassung

Angesichts der Kürze der bis zum Erbringungszeitraum noch verbleibenden Zeit und den bekannten Herausforderungen bei der pünktlichen Fertigstellung von Großprojekten, sollten ergänzende Regelungen zur Beschleunigung der zur Realisierung der Gaskraftwerke erforderlichen öffentlich-rechtlicher Zulassungen enthalten. Hier könnte – in Anlehnung an § 5 LNGG a. F. – in das Gesetz aufgenommen werden.

(1) Die Errichtung und der Betrieb von Erzeugungsanlagen, die einen Zuschlag nach § 50 dieses Gesetzes erhalten haben, liegt im überwiegenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Sicherheit. Diese Belange sind als vorrangiger Belang in die jeweils vorzunehmenden Beurteilungen sowie den durchzuführenden Abwägungen und Ermessensentscheidungen einzubringen.

(2) Das Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderungen weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 29. März 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) geändert worden ist, ist in Verfahren zur Erteilung von Genehmigungen für Erzeugungsanlagen, die einen Zuschlag nach § 50 dieses Gesetzes erhalten haben, mit den folgenden Maßnahmen anzuwenden:

1. Auf Antrag des Antragstellers findet § 8a Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BImSchG auch über die in § 8a Abs. 1 S. 2 BImSchG genannten Fälle hinaus keine Anwendung.

2. Bei der Anwendung des § 10 Abs. 3 S. 5 und des § 10 Abs. 6 S. 8 BImSchG hat die Genehmigungsbehörde im Hinblick auf Antragsunterlagen, die Rückschlüsse auf die Lage, Menge und Beschaffenheit explosionsgefährdeter Stoffe oder auf technische, sicherheitsbezogene und organisatorische Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 2 S. 1 KRITISDachG zulassen, von einer Gefährdung wichtiger Sicherheitsbelange auszugehen.
3. Die § 10 Abs. 5 S. 3 und S. 4 BImSchG sind entsprechend anzuwenden.
4. Die Genehmigungsbehörde hat das ihr in § 10 Abs. 6 S. 1 BImSchG eingeräumte Ermessen regelmäßig dahingehend auszuüben, dass auf die Durchführung eines Erörterungstermins verzichtet wird.
5. Wasserrechtliche Erlaubnisse, deren Erteilung für die Errichtung der Anlagen erforderlich sind, werden abweichend von § 13 BImSchG von der Genehmigung eingeschlossen.
6. Widerspruch und Anfechtungsklage eines Dritten gegen die Genehmigung und Zulassungen gem. § 8a BImSchG haben keine aufschiebende Wirkung. Der Antrag auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung des Widerspruchs oder der Anfechtungsklage kann nur innerhalb eines Monats nach der Zustellung der jeweiligen Entscheidung gestellt und begründet werden. Auf diese Punkte ist in der Rechtsbehelfsbelehrung hinzuweisen.

(3) Für Vorhaben, die einen Zuschlag nach § 50 dieses Gesetzes erhalten haben, gilt § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017, das zuletzt durch Art. 5 des Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus von Geothermieanlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern sowie zur Änderung des BauGB und des BImSchG vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. [348](#)) geändert worden ist, mit der Maßgabe, dass städtebaulichen Belangen Rechnung getragen ist, wenn die Anlage die technischen Voraussetzungen dafür erfüllt, nach dem 31. Dezember 2045 klimaneutral betrieben zu werden. Abweichende Vereinbarungen sind unwirksam.

Hinweis zu Mehrbelastungen für Stromkund*innen

Die geplante Einführung einer Umlage zur Finanzierung des Kapazitätsmarktes ab 2032 führt zu dauerhaften Mehrbelastungen für alle Stromkund*innen. Zwar ist die Höhe der Umlage noch offen, allerdings wird ein weiteres Element eingeführt, das den Verbrauch von Strom zusätzlich zu anderen Kostentreibern (u.a. NNE) weiter verteuert. Dies ist kontraproduktiv gerade im Hinblick auf die politisch gewünschte Elektrifizierung der Sektoren Gebäude und Verkehr. Daher ist es zwingend erforderlich, mit anderen Instrumenten (wie beispielsweise der Senkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß) gegenzusteuern.

Wasserstoffhochlauf

Die EnBW bewertet kritisch, dass die Umstellung auf Wasserstoff erst 2040 sowie 2043 erfolgen soll. Somit wird der Wasserstoffhochlauf und der Aufbau eines Wasserstoffmarktes weiter verzögert. Es sollte daher zeitnah Klarheit über die Modalitäten für die Wasserstoffausschreibungen geschaffen werden.