

Öffentliches Konsultationsverfahren zum Gesetzentwurf Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG)

Allgemeine Anmerkungen zum Gesetz

Verzahnung mit AgNes-Verfahren ist zu gewährleisten

Mit Blick auf den künftigen Kapazitätsmarkt und die vorgesehenen T-5-Ausschreibungen müssen die im AgNes-Verfahren diskutierten Optionen zur Beteiligung von Einspeisern und Speichern an Netzkosten (z. B. Baukostenzuschüsse, Kapazitätsentgelte oder Einspeise- / Speichernetzentgelte) frühzeitig berücksichtigt werden. Zeitpunkt und Ausgestaltung (quantitativ und nicht nur qualitativ) dieser Instrumente sind maßgeblich für Gebotsstrategien, Auktionsdesign und die Umsetzbarkeit bezuschlagter Projekte.

Für den Gesetzgebungsprozess ist daher spätestens zum Ausschreibungsbeginn Klarheit über Art und Höhe der Netzentgelte erforderlich. Diese Kosten sind zentral für die Gebotshöhe und die Abbildung der Finanzierungslücke (Missing Money). Problematisch ist hierbei der enge und inkonsistente Zeitplan: Die StromVKG-Ausschreibungen starten bereits im September 2026, während die AgNes-Festlegung erst zum Jahresende erfolgen soll. Ausschreibungen unter dieser regulatorischen Unsicherheit erhöhen das Risiko verzerrter Gebote und gefährden Wettbewerb und Finanzierbarkeit.

Zudem müssen Einspeiseentgelte konsistent in die relevanten Parameter des Kapazitätsmarkts integriert werden, etwa bei der Erlösabschöpfung oder den Verfügbarkeitsschwellen. Ansonsten drohen gegenläufige Anreize aus Einspeise – oder dynamischen Netzentgelten sowie aus dem StromVKG.

Ist eine zeitliche Verzahnung zwischen AgNes-Prozess und StromVKG nicht möglich, sollte das Ministerium eine bezuschlagte Anlagen nach der Gebotsabgabe von Anpassungen der Netzentgelte freistellen. Insbesondere für Anpassungen der Baukostenzuschüsse und der Kapazitätzahlungen ist das relevant. Damit wäre zumindest ein Teil des Risikos der Bieter reduziert.

Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 1:

Allgemeine Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Zu §8 (1): Stromnetzanschlüsse

Es sollten auch Stromnetzanschlüsse bzw. verbindliche Anschlusszusagen zulässig sein, die kleiner als die nominale Leistung der Anlage sind. Hierdurch wird die Ausschreibungsteilnahme von Batteriespeichern in Co-Location mit Erneuerbaren ermöglicht.

Zu § 11 Ausschluss der Doppelförderung

Zu § 11 (1) Nr. 2 c): Notwendig ist eine Klarstellung, dass eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 (6) EnWG keine Förderung im Sinne des StromVKG ist. Denn hierüber werden Speicher sachgerecht von variablen Betriebskosten entlastet und es liegt gerade keine Investitionskostenförderung und damit auch keine Doppelförderung vor. Dies sollte in der Begründung des Gesetzes klar verankert sein.

Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 2:

Besondere Voraussetzungen für die Teilnahme an Ausschreibungen

Zu § 12 Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten

Zu § 12 (5): In Satz 1 ist die installierte Leistung durch die reduzierte Leistung der gebotsgegenständlichen Anlage zu ersetzen, da keine Anlage jederzeit in der Lage ist, in Höhe ihrer installierten Leistung Strom zu erzeugen.

Formulierungsvorschlag:

*§ 12 (5): 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~~ **reduzierten** 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.*

Anmerkungen zu Abschnitt 3, Unterabschnitt 3 –

Besondere Voraussetzungen für lange Verpflichtungszeiträume

Zu § 15 Anforderungen an die Resilienz

Statkraft betrachtet mit Sorge, dass die Resilienzanforderungen eine Technologieoffenheit des Kapazitätsmarktes verhindern, indem Batteriespeicher durch die Kriterien ausgeschlossen werden.

Zu § 16 Erbringung von Momentanreserve

Die Verpflichtung zur Momentanreserve ohne Leistungsbetrieb sollte nicht Gegenstand des Gesetzes sein. Hierfür gibt es bereits heute separate Märkte. Die hier vorgesehene pauschale Verpflichtung über 15 Jahre ist nicht kosteneffizient und macht die einzelnen Anlagen unverhältnismäßig teuer.

Mindestens sind Erweiterungen bestehender Anlagen gemäß § 12 (3) Nr. 2 von der verpflichtenden Erbringung von Momentanreserve auszunehmen, sofern die gebotene nominale Leistung zu einer Erhöhung der am 31. Dezember 2025 installierten Leistung um weniger als 10¹ % führt. Bei einer derart begrenzten Leistungserhöhung einer bestehenden Anlage ist die Verpflichtung zur Erbringung der geforderten Momentanreserve nur über einen unverhältnismäßig hohen technischen Aufwand umzusetzen. Zudem ist klarzustellen, dass von der Verpflichtung zur Erbringung von Momentanreserve ohne Leistungsbetrieb bei Kapazitätserweiterungen nur die zusätzlich gebotene Kraftwerkskapazität betroffen ist.

Formulierungsvorschlag:

ERGÄNZUNG zu § 16 (2) Satz 3: Die Verpflichtung zur Erbringung von Momentanreserve nach Absatz 1 gilt nicht für Erweiterungen bestehender Anlagen gemäß § 12 Absatz 3 Nummer 2, wenn die gebotene nominale Leistung eine Erhöhung der am 31. Dezember 2025 installierten Leistung um weniger als zehn Prozent bewirkt.

Zu § 17 Anforderungen an die Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff

Die Umstellung auf Wasserstoff nach § 17 ist zurzeit mit erheblichen Unsicherheiten verbunden und eine praktische Umsetzbarkeit komplett unklar. Im Falle einer Kapazitätserweiterung eines Kraftwerkes im Sinne des § 12 (3) Nr. 2 ist zunächst klarzustellen, dass nicht die gesamte Kraftwerkskapazität, sondern nur die zusätzlich gebotene Kapazität von dieser Verpflichtung betroffen ist. Wäre die gesamte Kraftwerkskapazität verpflichtet, so würde dies dazu führen, dass Anlagenbetreiber ihre Gebote zurückhalten. Mindestens sind Erweiterungen bestehender Anlagen gemäß § 12 (3) Nr. 2 von der verpflichtenden Betriebsfähigkeit mit Wasserstoff auszunehmen, sofern die gebotene nominale Leistung zu einer Erhöhung der am 31. Dezember 2025 installierten Leistung um weniger als 10² % führt. (s. Formulierungsvorschlag) Die gleiche Wirkung könnte aber auch dadurch entfaltet werden, dass derartige Erweiterungen einen Verpflichtungszeitraum von 14 Jahren oder eine mögliche Inbetriebnahme mit Start des dann 15-jährigen Verpflichtungszeitraums vor dem 1. November 2031 – dann ohne Kapazitätsvergütung bis zum 1. November 2031 - zugesprochen bekommen. Alternativ könnte ein Sekundärhandel mit Umstellungsverpflichtungen als eine Option für Erweiterungen bestehender Kraftwerke eingeführt wird.

Formulierungsvorschlag:

ERGÄNZUNG zu § 17: (3) Die Forderung zur Vorbereitung des Betriebs mit Wasserstoff nach Absatz 1 gilt nicht für Erweiterungen bestehender Anlagen gemäß § 12 Absatz 3 Nummer 2, wenn die gebotene nominale Leistung eine Erhöhung der am 31. Dezember 2025 installierten Leistung um weniger als

¹ Der hier vorgeschlagene Grenzwert von 10% berücksichtigt die typische Größenordnung einer Leistungssteigerung bestehender hocheffizienter GuD-Kraftwerke, z. B. durch ein relativ schnell und kostengünstig umzusetzendes Upgrade der Gasturbine(n).

² Der hier vorgeschlagene Grenzwert von 10% berücksichtigt die typische Größenordnung einer Leistungssteigerung bestehender hocheffizienter GuD-Kraftwerke, z. B. durch ein relativ schnell und kostengünstig umzusetzendes Upgrade der Gasturbine(n).

zehn Prozent bewirkt. § 73 findet auf diese Anlagen entsprechend keine Anwendung. Die Kapazitätsvergütung gemäß § 74 endet am 31.12.2045.

Anmerkungen zum Abschnitt 8:

Abschließende Präqualifizierung, Nichtrealisierungspönale

Zu § 66 Nichtrealisierungspönale

Nach Statkrafts Berechnungen könnten die Nichtrealisierungspönalen sieben bis 10 Prozent des Investitionsbetrages erreichen. Das ist zu hoch und stellt eine Eintrittsbarriere für Bieter dar, denn angesichts der sehr kurzen Fristen können nicht alle Risiken adäquat abgewogen werden.

Im Falle höherer Gewalt oder bei Versäumnissen auf Seiten der Anlagenhersteller müssen Betreiber ggf. eine Anlage nach Fertigstellung übernehmen, verlieren aber aufgrund von Verzögerungen die Förderung und müssen die Pönale nach dem StromVKG tragen. Daher ist gesetzlich zu verankern, dass keine Nichtrealisierungspönale in diesen Fällen anfällt.

Formulierungsvorschlag:

ERGÄNZUNG zu § 66 (4) Eine Nichtrealisierungspönale fällt nicht an, wenn der Grund für die Nichtrealisierung oder verzögerte Realisierung nicht durch den Kapazitätsverpflichteten zu verantworten ist.

Anmerkungen zu Abschnitt 10:

Zahlungsansprüche und Zahlungsverpflichtungen

Zu § 81 Preisspitzenausgleich

Für Stromspeicher ist ein Preisspitzenausgleich ab einem festgelegten Strompreisniveau nicht sachgerecht. Ihr Geschäftsmodell basiert nicht auf absoluten Strompreisspitzen, sondern auf am Markt erzielten Strompreisdifferenzen. Somit sollte der Preisspitzenausgleich keine Anwendung für Stromspeicher finden.

Formulierungsvorschlag:

ERGÄNZUNG zu § 81(1) Kapazitätsverpflichtete sind während des Verpflichtungszeitraums zum Preisspitzenausgleich verpflichtet. Die Pflicht nach Satz 1 gilt nicht für Betreiber von Stromspeichern.

Anmerkungen zu Anlage 3:

Berechnungsmethodik für die Reduktionsfaktoren.

In der Kürze der Konsultationsphase ist ein tiefgreifendes Verständnis der Berechnungsmethode und der zugrundeliegenden Datenbasis für die Reduktionsfaktoren nicht möglich. Zu befürchten ist, dass die Berechnungsmethodik nach 2.1.3. und die zugrundeliegende Mittelwertbildung Batteriespeicher systematisch gegenüber Kraftwerken benachteiligt, da der Versorgungssicherheitsbeitrag der Batterien mit zunehmendem Ausbau sinkt.

Es ist dringend Transparenz und eine umfassende Begründung für die Methodik vor Eröffnung der ersten Ausschreibung zu schaffen. Hierfür sind unbedingt Verbände und Unternehmen einzubinden.

Anmerkungen zu Anlage 4:

Reduktionsfaktoren nach Technologieklassen für die Ausschreibungen für Langzeitkapazitäten

Es ist dringend erforderlich, sämtliche Reduktionsfaktoren anhand einer konsistenten und transparenten Methodik für alle Technologieklassen und Mindesterbringungsdauern vor Beginn der ersten Ausschreibung zu veröffentlichen. Die volle Kenntnis über alle Reduktionsfaktoren ist für Kapazitätsinhaber notwendig, um eine optimale Gebotsstrategie zu entwickeln. Somit trägt sie dazu bei, dass die ausgeschriebenen Volumina komplett gedeckt werden.

In der Kürze der Konsultationsphase ist ein tiefgreifendes Verständnis der Berechnungsmethode und der zugrundeliegenden Datenbasis für die Reduktionsfaktoren nicht möglich. Entsprechend intransparent ist es, wie das BMWK und die Bundesnetzagentur zu ihren Ergebnissen für Reduktionsfaktoren in Anlage 4 kommen. Hier ist vor Eröffnung der ersten Ausschreibungen Transparenz zu schaffen, hierfür ist ein umfassender Austausch mit Verbänden und Unternehmen unerlässlich. Besonders erklärungsbedürftig sind die erheblichen Abweichungen der errechneten Reduktionsfaktoren für Stromspeicher von denen in Belgien, UK und Polen.