

**Stellungnahme der Saale Energie GmbH zum Referentenentwurf des BMWÉ
für ein Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG
(Stand 27.04.2026)**

Das BMWÉ hat am 28. April seinen Referentenentwurf für Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG (Stand 27.04.2026) veröffentlicht. Hierzu nimmt die Saale Energie GmbH („Saale Energie“) nachfolgend Stellung:

1. Südbonus (§ 50)

Problem: Der Entwurf des StromVKG weist über Bewertungsvorteile zwei Drittel des Ausschreibungsvolumens für Gaskraftwerke den Bundesländern des „netztechnischen Südens“ zu, ohne dabei gleichzeitig einen Ausgleich und Rechtssicherheit bezüglich des verbleibenden Drittels zugunsten der Standorte des Ostens und Nordens zu schaffen. Hinzu treten die Effekte aus parallelen Förderungen bei der Redispatchvergütung, welche im Zusammenwirken mit den Bewertungsvorteilen aus dem StromVKG die Projekte im Osten Deutschlands chancenlos machen.

Grundsätzlich wurden bisher keine plausiblen Begründungen für die gewählte Aufteilung in einen „netztechnischen Süden“ oder „netztechnischen Norden“, insbesondere entlang den Landesgrenzen, veröffentlicht. Sollte eine Ungleichbehandlung von Regionen erforderlich sein, muss dies systemtechnisch begründet sein.

Bei Dunkelflauten geht es um die Absicherung der marktseitigen Versorgungssicherheit, die vom netztechnischen Engpassmanagement (sog. Redispatch) klar zu unterscheiden ist, und für sich genommen eine „regionale Steuerung“ des Zubaus innerhalb der einheitlichen Stromgebotszone nicht rechtfertigen würde.

Aber auch unter dem Gesichtspunkt des Netzengpassmanagements (sog. Redispatch) ist ein Südbonus nicht hinreichend begründet. Hinzu kommt, dass der in Bezug genommene Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA einen deutlich rückläufigen Redispatchbedarf ausweist und dabei freies Leitungspotenzial aus dem Leipziger Raum in Richtung „netztechnischer Süden“ zeigt.

Ebenfalls erinnern möchten wir an den Hinweis der 50Hertz-Gruppe aus dem Dezember 2025, dass ohne den Zubau von dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazität die System- und damit einhergehend die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist. Gerade mit Blick auf Systemdienstleistungen, wie Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve und Blindleistung, muss der Zubau von entsprechenden Ersatzkapazitäten flankierend zum Ausstieg aus der Braunkohleverstromung sichergestellt werden.

Das von der Saale Energie GmbH in Mitteldeutschland geplante Vorhaben ersetzt perspektivisch das Braunkohlekraftwerk in Schkopau nach dessen Stilllegung gemäß den Festlegungen des KVBG. Es nutzt die bereits vorhandene Infrastruktur und stellt eine echte Brückentechnologie in der Region dar. Dieser Sachverhalt sollte im Rahmen der regionalen Steuerung Berücksichtigung finden und durch das StromVKG im Sinne eines „Transformationsbonus“ unterstützt werden.

Kompromiss-Lösung: Umkehrung der Gebotsreihenfolge zu Gunsten des Nordens und

Ostens nach Erreichen der 2/3 Kapazitäten im „netztechnischen Süden“ bzw. keine Auszahlung der Redispatchvergütung für den anteiligen Werteverbrauch für Anlagen im „netztechnischen Süden“ für die Dauer der 15-jährigen Förderung.

2. Erlöschen von Zuschlägen (§ 55 i.V.m § 57 Abs. 2)

Problem: Nach § 55 Ziffer 4a erlischt der Zuschlag, wenn während des Verpflichtungszeitraums die Anlage Emissionen von mehr als 550 Gramm Kohlendioxid aus fossilen Brennstoffen je Kilowattstunde erzeugter Elektrizität ausstößt und damit die Anforderungen nach Artikel 22 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2019/943 nicht einhält.

Erlischt ein Zuschlag nach § 55 Satz 1 Nummer 4, ist die bis dahin erhaltene Förderung einschließlich einer Verzinsung entsprechend dem durchschnittlichen Effektivzinssatz für Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften nach der Monetary Financial Institution-Zinsstatistik der Deutschen Bundesbank für Zinssätze und Volumina für das Neugeschäft der deutschen Banken, unter Berücksichtigung der Auszahlungszeitpunkte, zurückzuzahlen ab dem Zeitpunkt, zu dem die Bundesnetzagentur das Erlöschen festgestellt hat.

Diese in § 57 Abs. 2 geregelte Rechtsfolge geht über die Anforderungen des Artikel 22 Absatz 4 Unterabsatz 1 Buchstabe a) der Verordnung (EU) 2019/943 hinaus, da die Vorschrift lediglich verlangt, dass für Anlagen im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus, die bereits den Betrieb aufgenommen haben, weder (weitere) Zahlungen getätigt werden dürfen noch Verpflichtungen für künftige Zahlungen eingegangen werden. Sie ist zudem unangemessen, da sie im Extremfall bedeuten würde, dass auch bei einem 14-jährigen konformen Betrieb rückwirkend die vollständige Fördersumme zu erstatten wäre, selbst wenn die Überschreitung der CO₂-Grenze nur im letzten Jahr auftritt.

Lösung: Die Rechtsfolge eines Überschreitens der 550g-Grenze sollte dahingehend geändert werden, dass der Zuschlag nicht erlischt, sondern die Vergütung solange entfällt, wie die Grenze überschritten wird.

3. Nichtrealisierungspönale (§ 66)

Problem: Wird die Anlage erst nach dem 01.11.2031 in Betrieb genommen, hat der Betreiber eine zeitlich gestaffelte Nichtrealisierungspönale zu bezahlen. Angesichts der knappen Realisierungszeit sollte die Pönale in den ersten Monaten geringer ausfallen und zum Ausgleich die Anforderungen hinsichtlich der Projektentwicklungsreife als Teilnahmevoraussetzung erhöht werden.

Lösung: Die erhöhten Anforderungen an das Projekt bereits bei Gebot erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit und erlauben eine Neustaffelung der Pönalenregelung.

Diese sollte eine Reduzierung/Streichung für die ersten Monate vorsehen und erst ab einem halben Jahr stärker ansteigen. Ausgleichend sollte analog zu § 40 Abs. 1 Nr. 7 der Nachweis einer Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz als weitere Pflichtangabe in den Geboten verlangt werden.

4. Verfügbarkeitsverpflichtung (§ 67)

Problem: Nach § 67 Abs. 1 sind Kapazitätsverpflichtete während des Verpflichtungszeitraums verpflichtet, mit den gebotsgegenständlichen Anlagen die gebotene nominale Leistung für das Stromsystem verfügbar zu halten. Diese Verpflichtung gilt zeitlich uneingeschränkt und erkennt dabei die Notwendigkeit geplanter Nichtverfügbarkeiten aufgrund von technisch notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen (Revisionen).

Lösung: Um sachlich nicht gerechtfertigte Nichtverfügbarkeitsperioden in Zeiträumen von technisch notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen auszuschließen, bedarf es einer Regelung wie sie in § 27 Kapazitätsreserveverordnung heute bereits vorgesehen ist. Dies ist bereits deshalb notwendig, um über den gesamten Verpflichtungszeitraum die nach § 55 Ziffer 4a geforderte CO₂-Höchstgrenze durch regelmäßige Revisionen einhalten zu können.

5. Preisspitzenausgleich (§ 81)

Problem: In Zeiten hoher Strommarktpreise müssen Anlagenbetreiber Übergewinne an die Übertragungsnetzbetreiber abführen. Dies soll unabhängig vom tatsächlichen Betrieb der Anlage gelten; einzig höhere Gewalt ist ausgenommen.

Lösung: Die Unabhängigkeit der Übererlösabschöpfung vom Betrieb der Anlage muss gestrichen werden. Läuft eine Anlage nicht (z.B. Revision siehe Kommentar zu § 67), erwirtschaftet die Anlage auch keine Gewinne, weshalb auch keine „Über“gewinne anfallen können. Rechtzeitig angemeldete Revisionszeiträume müssen daher ausgenommen werden. Insoweit ist eine Verknüpfung mit der oben vorgeschlagenen Ergänzung zur Verfügbarkeitsverpflichtung nach § 67 herzustellen.

6. Momentanreserve (§ 16)

Problem: Die pauschalen Anforderungen an die Erbringung von Momentanreserve für alle Langzeitkapazitäten sind nicht sachgerecht. GuD-Anlagen erzeugen den elektrischen Strom mit Turbogeneratoren. Diese können Momentanreserve nur im Betrieb, d.h. während der Wirkleistungserbringung bereitstellen. Außerhalb der Wirkleistungserbringung ist die Bereitstellung von Momentanreserve nur unter bestimmten technischen Voraussetzungen möglich. Hierfür kommen nur besondere Anlagentypen (Zweiwellenanlagen) im Phasenschieberbetrieb in Betracht. Zweiwellenanlagen werden jedoch nur von sehr wenigen Herstellern angeboten. Darüber hinaus dürfte die Möglichkeit zum Phasenschieberbetrieb bei keinem der in der Planung bereits weit fortgeschrittenen Projekte Teil der technischen Spezifikation sein. Das heißt mit einer Beibehaltung von § 16 würde der Wettbewerb in den Ausschreibungen erheblich eingeschränkt. Da Einwellenanlagen keine Momentanreserve ohne Leistungsbetrieb erbringen können, diese aber einen großen Anteil der Gebote ausmachen dürften, hat § 16 das Potenzial, den Zubau neuer Gaskraftwerke stark zu beeinträchtigen.

Lösung: Der grundsätzlich nachvollziehbare Bedarf an Momentanreserve außerhalb des Wirkleistungserbringungszeitraums der GuD-Anlagen ist durch eine separate Ausschreibung anzureizen und zu regeln.

7. Resilienz Anforderungen (§ 15 i.V.m. Anlage 2 Zeile 1)

Problem: Die Resilienz Anforderungen an Batteriespeicher nach § 15 i.V.m. Anlage 2 sehen vor, dass Batterien sowie deren wesentlichen Bauteile zu mindestens 50 % in der EU gefertigt werden müssen. Diese im Grundsatz nachvollziehbare Resilienzregelung ist de facto nicht erreichbar, da zum Ausschreibungszeitraum absehbar nicht ausreichend EU gefertigte Batteriezellen zur Verfügung stehen werden.

Lösung: Die Resilienz Anforderung sollte für Batterien gestrichen werden.