



## Stellungnahme Referentenentwurf StromVKG vom 27.04.2026

### Grundsatzbewertung

Der VIK begrüßt, dass mit dem vorliegenden Gesetzentwurf ein verbindlicher Investitionsrahmen zur Absicherung der Stromversorgung für das Zieljahr 2031 etabliert werden soll. Angesichts des fortschreitenden Kohleausstiegs, des vollständigen Kernenergieausstiegs sowie des weiter steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien besteht ein klar nachgewiesener Handlungsbedarf zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

Der Gesetzentwurf reagiert damit auf eine strukturelle Entwicklung, bei der gesicherte steuerbare Kraftwerksleistung zunehmend aus dem Strommarkt verschwindet, während der tatsächliche Bedarf systemdienlicher Kraftwerke unbestritten weiter besteht. Bereits heute zeigt sich, dass Versorgungssicherheit in wachsendem Umfang über außerbörsliche Reserveinstrumente (Netzreserve, Sicherheitsbereitschaft) gewährleistet werden muss – ein volkswirtschaftlich teurer, CO<sub>2</sub>-intensiver und systematisch nur als Übergangslösung geeigneter Zustand.

Positiv hervorzuheben ist, dass der Entwurf den Fokus auf Langzeitverfügbarkeit zur Absicherung länger andauernder Knappheitssituationen („Dunkelflauten“) legt. Grundsätzlich richtig ist zudem die wettbewerbliche Ausgestaltung über Ausschreibungen, um die Versorgungssicherheit möglichst kosteneffizient zu gewährleisten. Gleichzeitig weisen das Ausschreibungsvolumen und die geplante Systemintegration des vorgesehenen Kapazitätsmarktes erhebliche Defizite auf. In der Konsequenz besteht die Gefahr, dass die bestehende Kapazitätslücke lediglich verwaltet, nicht aber nachhaltig geschlossen wird – mit steigenden Kosten für Verbraucher und zunehmender Planungsunsicherheit für Industrie und Investoren.

### Zusammenfassung

- Das vorgesehene Ausschreibungsvolumen ist zu gering, um den tatsächlichen Rückgang gesicherter Marktkapazitäten auszugleichen und die Versorgungssicherheit auf dem geforderten Zielniveau zu gewährleisten.
- Die Finanzierung muss von Beginn an geregelt werden und darf nicht zu einer zusätzlichen Belastung der Strompreise für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie führen.

- Potenziale zur Kostensenkung sollten durch die Stärkung des Wettbewerbs in den Auktionen gehoben werden.
- Das Instrument zur regionalen Steuerung muss sicherstellen, dass die Verteilung der neuen Kraftwerkskapazitäten wie von den vier ÜNB gefordert erfolgt: Zwei Drittel entstehen im netztechnischen Süden und ein Drittel im netztechnischen Norden.
- Industrielle KWK-Anlagen bleiben strukturell unterberücksichtigt, obwohl sie kurzfristig verfügbare und systemdienliche Kapazitäten darstellen.
- Ausschreibungskriterien sollten sicherstellen, dass die Versorgungssicherheit auch während langanhaltender Perioden mit geringer EE-Produktion, sogenannten Dunkelflauten, gewährleistet bleibt.
- Die Ausschreibungskriterien müssen konsequent auf reale Dunkelflauten und Systemstresssituationen ausgerichtet sein.
- Die Anforderungen an den Kraftwerksbetrieb müssen sachgerecht und praxistauglich ausgestaltet sein, um nicht investitionshemmend zu wirken. Es bedarf u.a. Augenmaß bei Sicherheits- und Strafzahlungen sowie bei der Gewinnabschöpfung.
- Der Übergang von bestehenden Instrumenten zum Kapazitätsmarkt sollte klar, verlässlich und investitionsfördernd ausgestaltet werden.

### 1. Ausschreibungsvolumen zu niedrig

Der vorliegende Gesetzentwurf sieht für neue Langzeitkapazitäten ein Ausschreibungsvolumen von insgesamt 9 GW sowie ergänzend 2 GW für weitere Erzeugungskapazitäten vor und damit 1,5 GW weniger als noch kürzlich regierungsseitig kommuniziert. Dieses Volumen steht im deutlichen Kontrast zu den Ergebnissen des „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) der ENTSO-E, wonach für Deutschland bis 2030 zusätzlich zum erwarteten Marktzubau rund 20 GW gesicherte Leistung erforderlich sind, um Kohleverstromung und Kernenergie verlässlich zu ersetzen. Auch die Bundesnetzagentur (siehe Versorgungssicherheitsbericht Strom 2025) und das Energiewendemonitoring 2025 gehen in ihren Versorgungssicherheitsanalysen davon aus, dass selbst unter sehr optimistischen Annahmen das für 2031 geplante Ausschreibungsvolumen nicht ausreicht, um Versorgungssicherheit ohne umfangreiche Reserveeinsätze sicherzustellen.

Der VIK erkennt an, dass die Verhandlungen zur „Kraftwerksstrategie“ auf EU-Ebene komplex sind, kritisiert jedoch, wie es trotz warnender Ergebnisse aus Studien und Berichten zu einem derart begrenzten Ausschreibungsvolumen kommen konnte.

In den vergangenen Jahren ist eine erhebliche Menge gesicherter Kraftwerksleistung aus dem Strommarkt verschwunden und wurde aus Gründen der Systemrelevanz in der Netzreserve weiterbetrieben, da der Marktverlust nicht durch Neubauten ausgeglichen wurde. Ein zunehmend wachsender Anteil der tatsächlich verfügbaren Leistung wird heute außerhalb des Strommarktes vorgehalten – vielfach als Netzreserve mit hohen systemischen Kosten. Beispielsweise ist die gesicherte Leistung am Strommarkt, erzeugt aus den Energieträgern Erdgas, Mineralölprodukte, Kohle und Kernenergie, zwischen 2022 und 2024 um 13 GW gesunken. Parallel hat die gesamte Leistungskapazität außerhalb des Strommarktes (Netzreserve) zwischen 2022 und 2024 um 75 % (5,6 GW) zugenommen (Vgl. Kraftwerklisten BNetzA). Hinzu kommt die vertragliche Absicherung von bis zu 4,3 GW ausländischer Reservekapazitäten, da die im Inland verfügbare Leistung nicht ausreichte, um den von der Bundesnetzagentur für die Winterperiode 2025/26 festgelegten Reservebedarf vollständig zu decken. Im Verhältnis hat sich die gesicherte Leistungskapazität außerhalb des Strommarktes zu der gesicherten, am Strommarkt betriebenen Leistung nahezu verdoppelt. Diese Entwicklung ist nicht Ausdruck eines Überangebots, sondern Symptom einer strukturellen Unterdeckung.

Vor diesem Hintergrund läuft ein zu niedriges Ausschreibungsvolumen Gefahr, die bestehende Lücke lediglich zu verlängern. Statt eines echten Marktaufbaus droht eine Verstetigung des heutigen Ausnahmestands mit steigender Abhängigkeit von Reserveinstrumenten und kurzfristigen Eingriffen.

Der VIK hält daher eine deutliche Überprüfung und Anhebung des Ausschreibungsvolumens für erforderlich. Zudem sollte frühzeitig Klarheit darüber geschaffen werden, wie zusätzliche Ausschreibungen bis und ab 2031 ausgestaltet und terminiert werden.

## **2. Zusätzliche Belastung des Strompreises für die energieintensive Industrie vermeiden**

Umlagehöhen in aktuell diskutierten Größenordnungen von 1 bis 4 ct/kWh wären für energieintensive Unternehmen untragbar. Sie würden die Stromkosten strukturell erhöhen, bestehende Entlastungsinstrumente teilweise entwerten und die internationale Wettbewerbsfähigkeit industrieller Produktion in Deutschland weiter schwächen. Der VIK fordert daher, die Finanzierung des Kapazitätsmarktes bereits im vorliegenden Gesetzgebungsverfahren verbindlich zu klären. Ein Kapazitätsmarkt kann aus Sicht der Industrie nur dann zustimmungsfähig sein, wenn

Versorgungssicherheit kosteneffizient erreicht wird und die daraus resultierenden Finanzierungslasten für energieintensive Unternehmen tragfähig begrenzt werden.

Eine Finanzierung aus dem Staatshaushalt wäre sachgerecht. Hilfsweise muss bei einer Umlagenfinanzierung eine Entlastungsmöglichkeit von dieser Umlage für die Industrie geschaffen werden. Der VIK fordert die Bundesregierung auf, alle bestehenden Spielräume zur Entlastung der Industrie von der Umlage zu nutzen und sich auf europäischer Ebene für die Schaffung neuer Spielräume einzusetzen. Das Ziel eines Industriestrompreises von 5 ct/kWh (all-in) darf nicht aus den Augen verloren werden.

Aus Sicht des VIK ist es nicht ausreichend, zunächst die Kosten des Kapazitätsmarktes festzulegen und erst in einem späteren Schritt über mögliche Entlastungen zu beraten. Gerade für stromintensive Industrien muss die Finanzierungsarchitektur von Beginn an so ausgestaltet werden, dass sie beihilferechtskonform, planbar und wettbewerbsverträglich ist. Nach derzeitiger Einschätzung ist eine einfache Begrenzung einer neuen Kapazitätsumlage über bestehende Entlastungsmechanismen, insbesondere die Besondere Ausgleichsregelung, beihilferechtlich nicht ohne Weiteres abgesichert. Umso wichtiger ist es, die Frage der industriellen Entlastung nicht in ein späteres Verfahren zu verschieben, sondern schon jetzt die beihilferechtlichen Voraussetzungen hierfür zu schaffen.

### 3. Stärkung des Wettbewerbs in den Auktionen

Um den Wettbewerb in den Auktionen zu stärken, sollten die Teilnahmevoraussetzungen möglichst niedrig angesetzt werden. Das kann auch dazu beitragen, die Kosten zu senken. Hier ist die Ermöglichung der Teilnahme kleiner Teilnehmer zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität zu begrüßen (explizite Ermöglichung von Gasmotoren, Pooling-Möglichkeiten). Das Kleinanlagenpooling sollte zur Erreichung der Mindest-Teilnahmeschwelle möglichst einfach und ohne unnötige administrative Beschränkungen ausgestaltet werden.

Ebenso zu begrüßen ist die Aufhebung des Ausschlusses von Standorten, an denen in den letzten 5 Jahren Gas verstromt wurde, soweit zusätzliche Erzeugungskapazitäten (etwa durch modulare Erweiterung der Kapazität) auch an diesen Standorten an den Ausschreibungen teilnahmeberechtigt sind.

Vor dem Hintergrund möglicher Wettbewerbsverzerrungen und einer wünschenswerten Kostenreduzierung kritisiert der VIK auch die Anforderungen an die Erbringung von Momentanreserve (§ 16). Diese sind für die meisten Langzeitkapazitäten nicht erfüllbar, da nur besondere Anlagentypen (Zweiwellenanlagen im Phasenschieberbetrieb) Momentanreserve außerhalb der Wirkleistungserbringung zur Verfügung stellen können. 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. Hinzu kommt, dass wenn die bezuschlagte Anlage ohne Leistungsbetrieb selbst keine Momentanreserve erbringen kann, zusätzlich ein Speicher errichtet werden müsste. Dies führt wiederum dazu, dass sich Gebote und dementsprechend auch die Kapazitätsvergütung deutlich verteuern würden. Der grundsätzlich nachvollziehbare Bedarf an Momentanreserve außerhalb des Wirkleistungserbringungszeitraums der GuD-Anlagen ist aus Sicht des VIK deshalb durch eine separate Ausschreibung anzureizen und zu regeln.

#### **4. Verzögerter Netzausbau – regionale Steuerung konsequent umsetzen**

Der Gesetzentwurf betrachtet den Kapazitätsbedarf primär aus einer kraftwerksbezogenen Perspektive. Die tatsächliche Situation im Stromsystem ist jedoch wesentlich stärker durch einen anhaltend verzögerten Netzausbau geprägt. Große Übertragungsprojekte, insbesondere im HGÜ-Bereich, werden seit Jahren verschoben und erreichen ihre ursprünglich geplanten Fertigstellungstermine regelmäßig nicht. Diese Verzögerungen wirken unmittelbar erhöhend auf den Kapazitätszubaubedarf: Solange Strom nicht verlässlich von Erzeugungs- zu Verbrauchszentren transportiert werden kann, bleibt lokaler Bedarf an gesicherter Erzeugung bestehen – unabhängig vom rechnerischen Ausbau erneuerbarer Energien. Das gilt insbesondere für industrielle Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands.

Die von den vier ÜNB geforderte regionale Verteilung der neuen Kraftwerkskapazitäten (2/3 im netztechnischen Süden und 1/3 im netztechnischen Norden) sollte im StromVKG daher konsequent umgesetzt werden. Allerdings greift das vom BMWK gewählte Instrument zu kurz. Mit dem gewählten Ansatz besteht das Risiko, dass Standorte im netztechnischen Norden keinen einzigen Zuschlag erhalten, da Anlagen im netztechnischen Süden nach Bezuschlagung von 2/3 des

Ausschreibungsvolumens mit Bonus auch für das letzte Drittel uneingeschränkt mitbieten dürfen. Gerade im Osten Deutschlands werden aufgrund des Kohleausstiegs jedoch sukzessive Kraftwerke abgeschaltet, die dann für Netzdienstleistungen nicht mehr zur Verfügung stehen. Es braucht im Nordosten Deutschlands steuerbare H2-ready-Gaskraftwerke, um auch zukünftig einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Aus diesem Grund muss das StromVKG sicherstellen, dass ein Drittel der neuen Kraftwerkskapazitäten im netztechnischen Norden entstehen.

### **Konkreter Regelungsvorschlag:**

In Artikel 1 wird § 50 Absatz 5 Ziffer 3 um folgenden Satz 2 ergänzt:

*Sobald zwei Drittel des Gesamtvolumens der Ausschreibung für Langzeitkapazitäten im netztechnischen Süden erreicht sind, werden im zweiten Gebotstermin die Gebote zur Bereitstellung von Kapazität durch Kraftwerke außerhalb des netztechnischen Südens so lange vorrangig entsprechend Absatz 5 Ziffer 1 c sortiert und bezuschlagt, bis das Gesamtvolumen der Ausschreibung für Langzeitkapazitäten erreicht ist.*

## **5. Fehlende systematische Einbindung industrieller KWK-Anlagen**

Industrielle KWK-Anlagen mit rund 10 GW installierter Leistung tragen bereits heute wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Sie sind hochverfügbar, netznah in Lastzentren angebunden und können auch in angespannten Systemlagen verlässlich Leistung bereitstellen. Dieses bestehende systemdienliche Potenzial wird im Gesetzentwurf zur Kapazitätsreserve jedoch weitgehend ausgeblendet.

Der Ausschluss förderungsrelevanter KWK-Bestandsanlagen führt dazu, dass vorhandene gesicherte Leistung ungenutzt bleibt, während parallel neue Kapazitäten aufgebaut werden sollen. Dies ist systemisch inkonsistent und volkswirtschaftlich ineffizient.

Besonders kritisch ist die Umlageerhebung im Rahmen eines künftigen Kapazitätsmarkts. Für nicht geförderte KWK-Bestandsanlagen in der Eigenversorgung besteht ein erhebliches Stilllegungsrisiko, wenn Standorte belastet werden, obwohl sie ihre Last auch ohne Kraftwerksreserve selbst decken können. Dies betrifft insbesondere Anlagen, die zur Unterstützung des EE-Ausbaus weiter flexibilisiert werden (z. B. Power-to-Heat). Eine pauschale Umlage setzt hier Fehlanreize und konterkariert Flexibilitätsziele.

Zudem fehlt eine technologieoffene Perspektive für Bestandsanlagen. Eine ausschließliche Fokussierung auf Wasserstoff greift zu kurz. Auch Investitionen in CCS/CCU sowie Maßnahmen zur Laufzeitverlängerung müssen möglich sein. Vergleichbare Modelle zur Absicherung und Modernisierung bestehender Kapazitäten existieren in anderen EU-Mitgliedstaaten.

Um eine Brücke zum ab 2032 vorgesehenen Kapazitätsmarkt zu schlagen, ist daher aus Sicht des VIK eine systematische und diskriminierungsfreie Einbindung industrieller KWK-Bestandsanlagen erforderlich, einschließlich einer sachgerechten Ausgestaltung der Umlage und technologieoffener Investitionspfade.

### 6. Systemnutzen in Dunkelflauten entscheidend

Das „Zehn-Stunden-Kriterium“ für Langzeitkapazitäten im Referentenentwurf setzt grundsätzlich einen richtigen Impuls. Entscheidend ist jedoch, dass die Ausschreibungs- und Bewertungslogik konsequent an realen Stresssituationen des Stromsystems ausgerichtet wird und letztlich die systemkosteneffizienteste Anlage bezuschlagt wird.

In ausgeprägten Dunkelflauten zeigt sich deutlich, dass energiebegrenzte Technologien (z.B. Batteriespeicher) selbst bei hohem Ausbau nur begrenzte Zeiträume abdecken können. Auch ein massiver weiterer Zubau von Speichern vermag mehrtägige Knappheitssituationen nicht substanziell zu entschärfen. Entscheidend bleiben Anlagen mit gesicherter, kontinuierlicher Erzeugungsfähigkeit und verlässlichem Brennstoffzugang. Der VIK regt daher an,

- die Reduktionsfaktoren regelmäßig anhand aktualisierter Stress- und Dunkelflautenszenarien zu evaluieren,
- Standort- und Netzsituation stärker in die Bewertung einzubeziehen,
- und Fehlanreize zu vermeiden, bei denen formale Kriterien ohne entsprechenden realen Systemnutzen erfüllt werden.



## 7. Praxistaugliche und sachgerechte Anforderungen für den Kraftwerksbetrieb schaffen

### Dekarbonisierung

Der VIK bekennt sich zum gesetzlichen Klimaneutralitätsziel. Gleichwohl kann die Einhaltung der Klimaneutralitätsverpflichtung bis zum 31. Dezember 2045 (§73) zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht zuverlässig prognostiziert werden. Grund dafür ist, dass für eine Vielzahl wesentlicher Faktoren keine verlässlichen Aussagen mit Blick auf 2045 getroffen werden können (u.a. Wasserstoffpreis, Brennstoff- und Infrastrukturverfügbarkeit, technologische Umsetzung eines 100-prozentigen Wasserstoffbetriebs). Maßgeblich ist, dass ein Kubikmeter Gas durch drei Kubikmeter Wasserstoff ersetzt werden muss, das heißt, es wird mehr Wasserstoff als Gas benötigt, um ein Kraftwerk mit derselben installierten Leistung zu betreiben, wodurch die Problematik der ungewissen Brennstoffverfügbarkeit noch einmal verschärft wird. Erschwerend kommt hinzu, dass der Anlagenbetreiber bzw. Kapazitätsverpflichtete selbst nur wenig Einfluss auf die Entwicklungen in den drei Bereichen nehmen kann. Der VIK fordert daher, § 73 um eine Evaluierungsklausel mit Blick auf das Zieldatum 31.12.2045 zu ergänzen.

### Konkreter Regelungsvorschlag:

§ 73 wird um Absatz 2 ergänzt:

*(2) Die Bundesregierung evaluiert fortlaufend die Entwicklung des Wasserstoffpreises und des Wasserstoffleitungsbaus, die Verfügbarkeit von Wasserstoff sowie die technologischen Voraussetzungen für einen reinen Wasserstoffbetrieb von Kraftwerken vor dem Hintergrund der in Absatz 1 genannten Frist. Sie legt bei Bedarf rechtzeitig, spätestens bis zum 31.12.2041, einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelung vor.*

Ein weiterer kritischer Punkt ist, dass Bieter in ihren Geboten für Langzeitkapazitäten eine Selbstverpflichtung abgeben müssen, die besagt, dass ihre Anlage nach dem 31.12.2045 klimaneutral betrieben wird (§ 40 Absatz 6). Damit werden erneut Risiken auf den Betreiber abgewälzt, die dieser nicht oder nur in Teilen steuern kann. Die Selbstverpflichtungserklärung sollte aus Sicht des VIK daher gestrichen werden.

Ebenfalls kritisch bewertet der VIK die Regelung, dass der Zuschlag nach § 55 Ziffer 4a erlischt, wenn die Anlage während des Verpflichtungszeitraums 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 der Beihilfeleitlinien hinaus. Sie ist zudem unangemessen, da sie im Extremfall bedeuten würde, dass auch bei einem 14jährigen konformen Betrieb rückwirkend die vollständige Fördersumme zu erstatten wäre, selbst wenn die Überschreitung der CO<sub>2</sub>-Grenze nur im letzten Jahr auftritt. Aus dem Grund fordert der VIK, die Rechtsfolge eines Überschreitens der 550g-Grenze dahingehend zu ändern, dass der Zuschlag nicht erlischt, sondern die Vergütung für das Jahr, in dem die Grenze überschritten wird, entfällt.

### **Sicherheitsleistungen und Pönalen**

Es ist nachvollziehbar, dass sich der Gesetzgeber mit Sicherheitsleistungen und der Androhung von Strafzahlungen gegen mögliche und tatsächliche Pflichtverletzungen durch den Kapazitätsverpflichteten absichern möchte. Der vorliegende Gesetzentwurf geht hierbei aber an vielen Stellen über das erforderliche Maß hinaus und belastet den Kapazitätsverpflichteten bzw. Anlagenbetreiber unverhältnismäßig. In diesem Zusammenhang kritisiert der VIK zudem, dass der vom Bieter zu hinterlegende Gebotssicherheit (15 % des Höchstwertes x gebotene reduzierte Leistung) eine noch nicht definierte Größe zugrunde gelegt wird – der Höchstwert in § 41 ist im vorliegenden Entwurf nicht festgelegt. Aus dem Grund kann eine umfassende Bewertung dieser Vorgabe nicht vorgenommen werden.

Unabhängig von der Ausgestaltung der Sicherheits- und Strafzahlungen muss klargestellt werden, dass Strafzahlungen nur dann fällig sind, wenn der Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichtete die der Zahlung jeweils zugrunde liegenden Versäumnisse tatsächlich selbst zu verantworten hat. Aus Sicht des VIK bedeutet dies, dass die Definition von „höhere Gewalt“ im Sinne des Entwurfs so konkretisiert bzw. ausgelegt werden muss, dass hierunter auch der nicht fristgerechte Erhalt von Genehmigungen sowie die eingeschränkte Brennstoff-, Hilfsstoff-, Technologie- und Infrastrukturverfügbarkeit fallen. Die Rechtsbegründung zu § 2 Nr. 19 stellt im vorliegenden Entwurf klar, dass dies derzeit nicht der Fall ist. Es ist jedoch zwingend zu berücksichtigen, dass der Anlagenbetreiber bzw. Kapazitätsverpflichtete nur

sehr eingeschränkt Einfluss auf die genannten Faktoren hat. Ihm in diesen Punkten die gesamte Verantwortung für Versäumnisse zu übertragen, obwohl er diese nicht steuern kann, wäre weder sachgerecht noch verhältnismäßig. Deshalb fordert der VIK in § 66 eine Schonfrist von einem halben Jahr einzuführen, bis die Nichtrealisierungspönale fällig wird und darüber hinaus zu definieren, dass ein Zeitverzug, der auf höhere Gewalt zurückzuführen ist, nicht mit Strafzahlungen belegt wird.

Mit Blick auf § 46 braucht es aus Sicht des VIK keine Sicherheitszahlung durch den Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichteten in Höhe des Gebotswertes, die bei Langzeitkapazitäten 15 Jahre lang – über den gesamten Verpflichtungszeitraum hinweg – einbehalten wird. Eine derart lange Kapitalbindung ist unverhältnismäßig und bestraft den Betreiber bzw. Kapazitätsverpflichteten noch bevor es überhaupt zu einer Pflichtverletzung gekommen ist. Der § 80 sieht ausreichende Sanktionsmöglichkeiten vor für den Fall, dass die nachgewiesene reduzierte Leistung unter der Gebotsmenge liegt – zumal in Absatz 4 geregelt ist, dass die Zahlungsabwicklung der Strafzahlung über eine Verrechnung der Kapazitätsvergütung erfolgt. Eine zusätzliche Sicherheitsleistung ist daher weder erforderlich noch sachgerecht. Dasselbe gilt für Ausgleichszahlungen für Verfügbarkeitsfehlmengen – hier ist in § 79 Absatz 2 geregelt, dass fällige Ausgleichszahlungen mit der Kapazitätsvergütung verrechnet werden. Aus Sicht des VIK sollte § 46 daher gestrichen werden.

### Verfügbarkeitsverpflichtung

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 verkennt dabei die Notwendigkeit geplanter Nichtverfügbarkeiten aufgrund von technisch notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen (Revisionen). Um sachlich nicht gerechtfertigte Nichtverfügbarkeitspönalen 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 CO<sub>2</sub>-Höchstgrenze durch regelmäßige Revisionen einhalten zu können.

### Gewinnabschöpfung

Die Einführung eines Claw-Back-Mechanismus darf nicht über das beihilferechtlich erforderliche Maß hinausgehen, da die über das StromVKG angereizten Backup-Kapazitäten ohnehin nur sehr begrenzte

Einsatzstunden aufweisen werden. Abzulehnen ist eine Abschöpfung, die nicht an die tatsächlichen Einsatzstunden der Kraftwerke gekoppelt ist. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Betreiber für Erlöse abgeschöpft wird, die er gar nicht vereinnahmen konnte. Aus diesem Grund lehnt der VIK den in § 81 verankerten Preisspitzenausgleich in seiner jetzigen Form ab.

### **8. Übergang von der Kraftwerksstrategie zum Kapazitätsmarkt klar, verlässlich und investitionsfördernd gestalten**

Mit dem vorliegenden Gesetzentwurf wird der Übergang von der bisherigen Kraftwerksstrategie hin zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt eingeleitet. Dieser Schritt ist grundsätzlich richtig, da er punktuelle, technologiebezogene Förderinstrumente durch einen wettbewerblichen und langfristig angelegten Mechanismus ersetzt. Entscheidend ist jedoch, dass dieser Systemwechsel kohärent, transparent und investitionsfreundlich erfolgt. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre – geprägt von komplexen EU-Abstimmungen, mehrfachen Anpassungen und erheblichen Verzögerungen – haben gezeigt, dass unklare Übergangsregeln Investitionen hemmen und dringend benötigte Kapazitäten zurückhalten können.

Aus Sicht des VIK muss daher sichergestellt werden, dass Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt nicht nebeneinander bestehen, sondern dass bestehende Instrumente geordnet auslaufen und nahtlos in den neuen Mechanismus überführt werden. Überschneidungen, widersprüchliche Anreize oder zeitliche Unschärfen würden das Risiko erhöhen, dass Investitionsentscheidungen weiter vertagt werden und der notwendige Zubau gesicherter Leistung erneut ins Stocken gerät. Ein verbindlicher, regulatorisch eindeutiger und zeitlich abgestimmter Übergangspfad ist daher unverzichtbar, um Planungssicherheit zu schaffen und den Kapazitätsmarkt als zentrales Instrument der Versorgungssicherheit wirksam zu etablieren.

### **Abschlussbemerkungen**

Abschließend weist der VIK darauf hin, dass die für diesen inhaltlich und systemisch hochkomplexen Gesetzentwurf eingeräumte Konsultationsfrist sehr kurz bemessen war. Eine vertiefte, insbesondere kosten- und systemorientierte Bewertung war nur eingeschränkt möglich.

