



Stellungnahme zum Gesetzentwurf der
Bundesregierung zur Sicherung der
Versorgungssicherheit Strom und zur
Bereitstellung neuer Kapazitäten
(StromVKG)

Düsseldorf, 10. Juni 2026

Einleitung

Die Bundesregierung hat am 13. Mai 2026 das StromVKG beschlossen. Uniper begrüßt ausdrücklich, dass mit dem StromVKG ein zentraler Schritt zur Absicherung der Stromversorgung in Deutschland erfolgt. Der Gesetzentwurf orientiert sich am europäischen Beihilferecht und schafft erstmals einen strukturierten Rahmen für den Aufbau gesicherter Leistung. Der Handlungsbedarf ist erheblich: Bereits heute besteht ein Defizit an gesicherter Leistung, das sich durch die steigende Stromnachfrage und weitere Kraftwerksstilllegungen in den kommenden Jahren weiter verschärfen wird. Zugleich zeigen die Erfahrungen der vergangenen Jahre, dass Dunkelflauten kein Ausnahmephänomen sind, sondern ein strukturelles Merkmal des Stromsystems darstellen. Auch bei weiterem Ausbau von erneuerbaren Energien und Speichern bleiben deshalb flexible, gesicherte Kraftwerkskapazitäten unverzichtbar, um längere Phasen geringer Erzeugung zuverlässig zu überbrücken.

Der vorliegende Gesetzentwurf enthält eine Reihe wichtiger und ausdrücklich zu begrüßender Elemente. Besonders positiv hervorzuheben ist der klare zeitliche Rahmen für den Markthochlauf neuer Kapazitäten durch die vorgesehenen Auktionstermine. Darüber hinaus schafft der technologieoffene Ansatz bei der Dekarbonisierung sowie die regionale Steuerung durch den Südbonus sinnvolle Anreize für systemdienlichen Kapazitätszubau und unterstützen damit die Versorgungssicherheit in besonders relevanten Netzregionen.

Zentraler Handlungsparameter bleibt die Anhebung des Höchstpreises (§ 39)

Damit das Gesetz seine Ziele erreicht, muss es investitions- und bieterfreundlich ausgestaltet sein. Aktuell könnten zu hohe Kosten- und Unsicherheitsfaktoren eine ausreichende Teilnahme an den Auktionen verhindern. **Damit ist der Erfolg der Auktionen, insbesondere der t-5 Auktion, gefährdet.**

Ein zentraler Grund hierfür ist der festgelegte **Höchstpreis von 173 €/kW** (reduziert) pro Jahr. Dieser **bildet die tatsächlichen Investitionskosten neuer Kraftwerke nicht ab**. Die Herleitung des Höchstpreises basiert auf überholten Annahmen und unterschätzt den tatsächlichen Finanzierungsbedarf. Allein im vergangenen Jahr sind die Kosten zentraler Anlagenkomponenten um rund 25 % gestiegen. Hinzu kommen deutlich höhere Zins-, Material- und Projektkosten.

Uniper fordert:

- Eine deutliche **Anhebung des Höchstpreises** auf Basis aktueller Kostenentwicklungen.
- Ein höherer Höchstpreis verbessert den Wettbewerb und erhöht die Wahrscheinlichkeit vollständig gedeckter Auktionen, ohne zwangsläufig die Förderkosten zu steigern.

Neben dem nicht auskömmlichen Höchstpreis, enthält das Gesetz **viele zusätzliche regulatorische Anforderungen, die sich kostensteigernd auf die Gebotshöhe auswirken**. Dazu zählen das De-Rating, die Momentanreserve, die Übererlösabschöpfung sowie Sicherheiten und Pönalen. Diese Faktoren führen dazu, dass der festgelegte Höchstpreis die wirtschaftlich erforderlichen Gebotswerte nicht abbilden kann. Sowohl die Anpassung des Höchstpreises als auch die Reduktion dieser kostensteigernden Anforderungen verfolgen dasselbe Ziel: die Attraktivität des StromVKG zu erhöhen. Je stärker kostenmindernde Maßnahmen umgesetzt werden, desto geringer fällt der notwendige Anpassungsbedarf beim Höchstpreis aus. Dazu werden im Folgenden fünf Effizienzhebel aufgezeigt, welche die Kosten des StromVKG senken könnten (vgl. Abbildung 1).

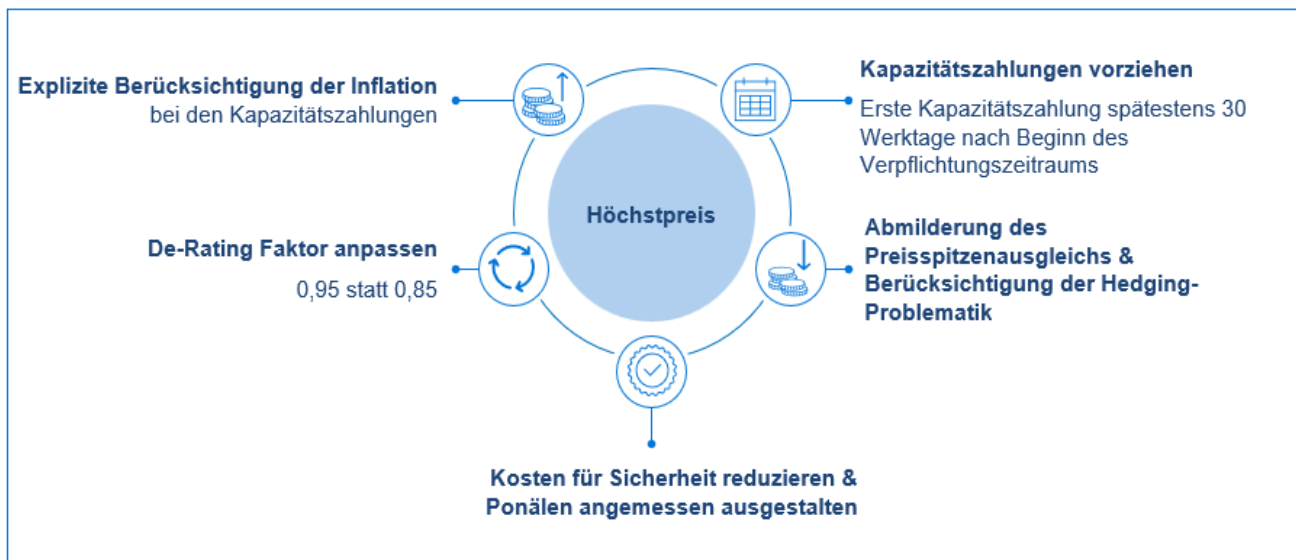


Abbildung 1: Kostentreiber und mögliche Effizienzhebel des StromVKG

Effizienzhebel 1: Inflationsentwicklung berücksichtigen

Kapazitätsinvestitionen sind durch lange Planungs-, Bau- und Refinanzierungszeiträume gekennzeichnet und damit in besonderem Maße inflationssensitiv. Ohne eine Inflationsanpassung verliert die nominelle Vergütung über die Laufzeit real deutlich an Wert, was die Wirtschaftlichkeit der Projekte erheblich beeinträchtigt und zu höheren Risikoaufschlägen in den Geboten führt.

Um die Auswirkungen zu verdeutlichen: Ein Bieter, der zum Höchstgebot von 173 €/kW einen Zuschlag erhält, kann auch noch im Jahr 2047 eine entsprechende Einnahme von 173 €/kW vereinnahmen. **Berücksichtigt man aber eine jährliche Inflation von 2%, so erhält der Investor im Jahr 2047 real in Werten von 2026 nur noch eine Zahlung von knapp unter 112 €/kW.**

Andere europäische Kapazitätsmärkte berücksichtigen Inflationsentwicklungen durch indexierte Zahlungen oder regelmäßige Anpassungsmechanismen, und schaffen damit eine deutlich verlässlichere Investitionsbasis. So wird beispielsweise die Kapazitätzahlung in Großbritannien und Polen regelmäßig an die Inflation angepasst. Eine entsprechende Regelung muss ebenfalls im StromVKG Anwendung finden.

Das **StromVKG ist nur eingeschränkt mit anderen deutschen Fördermechanismen der Energiewirtschaft vergleichbar**. Ein Verweis auf fehlende Inflationsanpassungen im EEG greift daher zu kurz. EEG-Anlagen haben deutlich kürzere Bauzeiten und erreichen schneller die Amortisation. Zudem unterliegen sie keinen vergleichbaren Pönalen oder technischen Zusatzanforderungen wie etwa der Bereitstellung von Momentanreserve. Darüber hinaus ist die Förderdauer mit 20 Jahren länger als im StromVKG und über die arbeitsabhängigen Zahlungen sind Strompreisrisiken dauerhaft abgesichert.

Uniper fordert:

- Eine explizite Berücksichtigung der Inflation bei den Auszahlungen im StromVKG ist zwingend vorzusehen. International üblich ist die Indexierung an den Verbraucherpreisen (Consumer Price Index CPI), wie im englischen Kapazitätsmarkt.

Effizienzhebel 2: Kapazitätzahlungen vorziehen

Die erste Kapazitätzahlung im StromVKG ist erst für 2033 vorgesehen (60 Werktage nach dem 31.10.2032, vgl. § 79), obwohl die **Anlagen bereits ab 2031 einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten**. Dies verschlechtert die Wirtschaftlichkeit insbesondere in der Anfangsphase der Projekte erheblich. Zudem erfolgt in anderen Kapazitätsmärkten die Auszahlung in der Regel monatlich. Dies erscheint vor dem Hintergrund der kontinuierlichen Leistungserbringung sachgerecht. Ein **frühestmöglicher Beginn der Auszahlungen** ist daher erforderlich.

Uniper fordert:

- Die erste Kapazitätzahlung aus dem StromVKG sollte **spätestens 30 Werktage** nach Beginn des Verpflichtungszeitraums erfolgen.
- Die Zahlungen sollten zudem **monatlich in Höhe von 1/12 des Gebotswertes** erfolgen.

Effizienzhebel 3: De-Rating-Faktor anpassen (0,95 statt 0,85)

Ein niedrig angesetzter De-Rating-Faktor reduziert die anrechenbare Leistung und erhöht damit die spezifischen Kosten je förderfähigem Megawatt deutlich – mit direkten Auswirkungen auf die Gebotshöhe. Der aktuelle Entwurf sieht für Gas- und Dampfkraftwerke einen De-Rating-Faktor von 0,85 vor, sodass **lediglich 85 % der nominalen Leistung vergütet** werden. Bezogen auf die nominale Leistung entspricht dies faktisch einer Begrenzung des Höchstwerts auf 147.050 €/MW/a ($173 \text{ €/kW} \times 0,85$).

In anderen europäischen Kapazitätsmärkten werden **GuD-Kraftwerke mit einem De-Rating von 0,9 bis 0,95** bewertet, was die tatsächliche Verfügbarkeit und Systemrelevanz moderner Gaskraftwerke realistischer abbildet. Eine entsprechend höhere Anrechnung der Leistung reduziert die spezifischen Kosten je MW, senkt die erforderlichen Gebotswerte und verbessert die Wirtschaftlichkeit der Projekte, ohne die Versorgungssicherheitsziele zu gefährden.

Uniper fordert:

- Der **De-Rating-Faktor** für Gas- und Dampfkraftwerke sollte auf **0,95 angehoben** werden.

Effizienzhebel 4: Kosten für Sicherheiten reduzieren und Pönalen angemessen ausgestalten

Das StromVKG sieht weitreichende Sicherheits- und Pönalezahlungen vor:

- Erfolgreiche Bieter müssen bereits 20 Tage nach Zuschlag eine **Realisierungssicherheit** in Höhe des 1,8-fachen des Gebotswertes hinterlegen. Für **Gaskraftwerke entspricht dies einem dreistelligen Millionenbetrag**. Die Sicherheit wird nicht verzinst und erst nach Inbetriebnahme der Anlage, voraussichtlich ab 2032, zurückgezahlt. Zulässig sind zudem **nur kostenintensive Bürgschaften** von Kreditinstituten oder Kreditversicherern.
- Zusätzlich ist innerhalb von 20 Tagen eine **Sicherheit für einen unvollständigen Funktionsnachweis** in Höhe des 1-fachen des Gebotswertes zu hinterlegen, die ebenfalls einen dreistelligen Millionenbetrag erreichen kann. Auch diese ist unverzinst und wird erst nach Ende des Verpflichtungszeitraums (2047) zurückgezahlt.

- **Nicht-Verfügbarkeiten** eines Kraftwerks während des Verpflichtungszeitraums (2031-2046) werden ebenfalls **pönalisiert**, die Pönale kann das Doppelte der jährlichen Kapazitätzahlung erreichen.

Die unverzinsten Sicherheitsleistungen **binden über viele Jahre erhebliches Kapital** und verschlechtern die Wirtschaftlichkeit der Projekte und verteuern somit das StromVKG. Die im europäischen Vergleich sehr hohen Pönalisierungen führen zu erheblichen zusätzlichen Risiken für die Bieter, die in den Geboten eingepreist werden müssen, was zusätzlich an der Preisspirale des StromVKG dreht. Gerade in der Aufbauphase eines neuen Kapazitätsmarktes ist eine maßvolle Ausgestaltung erforderlich, um die Akzeptanz aller Akteure zu erhöhen.

Uniper fordert:

- Das Spektrum der erlaubten Bürgschaften sollte erweitert werden. Neben Bürgschaften von Kreditinstituten sollten auch **Bürgschaften von anderen Unternehmen** zugelassen werden, sofern diese über ein **Investmentgrade-Rating** verfügen.
- Die Sicherheit für einen unvollständigen Funktionsnachweis sollte erst **zum 01. November 2031** und nicht bereits bei erfolgreichem Gebot zu hinterlegt werden müssen.
- Die Pönale für Nicht-Verfügbarkeit ist, wie in anderen EU-Kapazitätsmärkten üblich, auf die jährliche Kapazitätzahlung zu beschränken.

Effizienzhebel 5: Abmilderung des Preisspitzenausgleichs und Berücksichtigung der Hedging-Problematik

Die vorgesehene Erlösabschöpfung in Hochpreisphasen reduziert die zukünftigen Markterlöse erheblich und nimmt den Bietern Erlöschancen. Diese fehlenden Ertragspotentiale führen dazu, dass ein größerer Teil der Kosten durch die Kapazitätzahlungen ausgeglichen werden müssen, was unmittelbar zu deutlich höheren Gebotswerten führt. Der Preisspitzenausgleich entfaltet damit keine kostendämpfende Wirkung, sondern verteuert die Beschaffung gesicherter Leistung durch erhöhte Kapazitätzahlung.

Ein Clawback-Mechanismus (d.h. eine teilweise Abschöpfung von Markterlösen in Hochpreisphasen) kann in Extremsituationen – wie während der Energiekrise 2022 – ein geeignetes Instrument sein. Er sollte jedoch auf Ausnahmefälle begrenzt sein und nicht kontinuierlich die marktwirtschaftlichen Erlöspotenziale eingrenzen.

Besonders gravierend ist die Wechselwirkung zwischen Preisspitzenausgleich und Hedging. Eine effektive Absicherung von Marktpreisrisiken über Termin- und Finanzmärkte erfordert stabile und kalkulierbare Erlösprofile. Der Preisspitzenausgleich greift jedoch gerade in den Hochpreisphasen, die für Hedging-Strategien und die Absicherung langfristiger Investitionen entscheidend sind, und schöpft diese Erlöse teilweise oder vollständig ab. Dadurch wird Hedging entweder deutlich teurer oder faktisch unmöglich. Diese Risiken schlagen sich zwangsläufig in höheren Risikoprämien und damit in steigenden Geboten nieder.

Andere europäische Kapazitätsmärkte berücksichtigen diese Zusammenhänge, indem sie Clawback-Mechanismen moderater ausgestalten, klar begrenzen oder mit vorhersehbaren Parametern versehen. Im **polnischen und britischen Kapazitätsmechanismus** existiert beispielsweise kein expliziter Clawback-Mechanismus. In Belgien besteht der Auslösepreis aus einer Fixkomponente und dem monatlich gemittelten Day-Ahead-Preis. Die Fixkomponente wurde in der jüngsten Auktion auf 210 €/MWh festgelegt und führt somit zu einem deutlich höheren Auslösepreis als die 50 €/MWh, die im StromVKG vorgesehen sind.

Zu einem angepassten Preisniveau beim Clawback gehört auch – wie im aktuellen EEG-Entwurf vorgesehen – eine **Bindung des Mechanismus an die tatsächliche Erzeugung der Anlage**. Andernfalls kann es zu einer Doppelbelastung kommen, etwa wenn zur Erfüllung der Kapazitätsverpflichtung Strom am Markt zugekauft werden muss und gleichzeitig der Clawback greift.

Darüber hinaus spiegeln sich die Dekarbonisierungsanforderungen bislang nicht im Clawback-Mechanismus wider. Während StromVKG-Anlagen ab 2045 klimaneutral – beispielsweise mit Wasserstoff – betrieben werden müssen, erfolgt die Berechnung der Erlösabschöpfung weiterhin auf Basis konventioneller Gaskraftwerke.

Uniper fordert:

- Eine **Abmilderung des Preisspitzenausgleichs** mit einer Fokussierung auf echte Preisspitzen. Dazu ist die **Komponente für übrige Kosten (ÜK) von derzeit 50 €/MWh auf mindestens 100 €/MWh anzuheben**.
- Der **Clawback soll an die tatsächliche Erzeugung der Anlage gebunden werden**.

Weiterer Handlungsbedarf im StromVKG

Neben dem Höchstpreis und den zentralen Effizienzhebeln besteht im StromVKG weiterer Handlungsbedarf. Dieser betrifft insbesondere zusätzliche Anforderungen, welche die Wirtschaftlichkeit und praktische Umsetzung der Projekte maßgeblich beeinflussen. Diese werden im Folgenden aufgelistet.

1) Momentanreserve separat vergüten (§16)

- Die pauschale Verpflichtung zur **Bereitstellung von Momentanreserve** im Umfang der installierten Gesamtkapazität unabhängig vom Anlagenbetrieb ist **technisch sehr aufwendig und mit erheblichen Zusatzkosten verbunden**.
- Die Verantwortung für die Identifikation und Vergütung systemischer Bedarfe an Momentanreserve liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern und sollte nicht einseitig den Kapazitätserbringern des StromVKG auferlegt werden. Die Anforderung steht darüber hinaus im Widerspruch zur Logik eines Kapazitätsmarktes. Den erfolgreichen Bietern werden über dieses Instrument hohe zusätzliche Kosten aufgebürdet, die letztlich von den Stromverbrauchern über die Kapazitätsmarktumlage bezahlt werden müssen. Es handelt sich aber inhaltlich um Systemdienstleistungen, die einem völlig anderen Finanzierungsregime unterliegen. Zielführender ist ein differenzierter Ansatz: Bieter sollten im Rahmen der Auktionen zusätzlich die Möglichkeit haben, **freiwillig die Bereitstellung von Momentanreserve auch außerhalb des Leistungsbetriebs anzubieten**.
- Die Option, die Momentanreserve innerhalb der Regelzone zu erbringen (z.B. mittels Batterien) und damit nicht mit der konkreten Anlage, ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, da dadurch der Handlungsspielraum der Bieter erweitert wird. Diese Option ist jedoch mit weiteren Hindernissen verbunden, denn es werden zusätzliche Netzanschlusskapazitäten an anderen Standorten erforderlich, welche die Knappheit dieser auch für Industrie, EE-Erzeugung, Batteriespeicher und Rechenzentren notwendigen Netzanschlusskapazitäten weiter verschärft. Umgekehrt gibt es eine Vielzahl von Batterieprojekten in Deutschland, die alle Momentanreserve bereitstellen können. Vor diesem Hintergrund ist nicht ersichtlich, weshalb erfolgreiche Bieter verpflichtet werden sollen, zusätzliche Batteriekapazitäten zu errichten, besonders wenn diese am Wunschstandort des Bieters und nicht an dem aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber systemisch optimalen Standorten gebaut werden.

Uniper fordert:

- Die **Anforderungen zur Erbringung von Momentanreserve außerhalb des Leistungsbetriebs sollten vom StromVKG abgetrennt werden**. Im Falle seines erfolgreichen Gebotes sollten die Bieter stattdessen verpflichtet werden, 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. Dies könnte durch ein separates Gebot im Auktionsverfahren unbürokratisch umgesetzt werden.

2) Emissionsgrenzwert in Übereinstimmung mit EU-Rechtsrahmen bringen (§9)

- Das Gesetz sieht in Absatz 1 vor, dass Anlagen keine Emissionen von mehr als 550g CO₂ pro Kilowattstunde erzeugter Elektrizität ausstoßen dürfen. Dieser Grenzwert entspricht den Vorgaben der Strombinnenmarkttrichtlinie (Artikel 22). Diese sieht allerdings auch eine Ausnahme für Anlagen vor, die diesen Grenzwert nicht erreichen. In diesem Fall können die Anlagen mit einem **Jahresbudget von 350 kg CO₂ pro Kilowatt und Jahr teilnehmen**. Wir raten an, dass für Kapazitäten in einem zukünftigen Kapazitätsmarkt, die an den Ausschreibungen für Erzeugungsanlagen zum 01. Oktober 2027 teilnehmen, **beide Grenzwertoptionen** bestehen. Wir sehen anderenfalls die Gefahr, dass Anlagen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind, vorzeitig aus dem Markt gedrückt werden.

Uniper fordert:

- In §9 ist ein zusätzlicher Absatz vorzusehen. Dieser sollte klarstellen, dass Kapazitäten, die ab dem 01. Oktober 2027 an Ausschreibungen in einem zukünftigen Kapazitätsmarkt teilnehmen, sowohl der Emissionsgrenzwert von 550g CO₂/kWh als auch die **alternative Regelung eines Jahresbudgets von 350 kg CO₂/kW/a** zugelassen ist.

3) Höhere Gewalt in der Nichtrealisierungspönale beachten (§64)

- Problematisch ist, dass der Kapazitätsverpflichtete auch in Fällen **höherer Gewalt** das volle Risiko trägt. Wir begrüßen, dass das Verrechnungssystem für Verfügbarkeiten Ausnahmen im Falle von höherer Gewalt vorsieht. Wir empfehlen daher eine solche Regelung auch im Zusammenhang mit der Nichtrealisierungspönale vorzusehen.

Uniper fordert:

- Für die Nichtrealisierungspönale sollte analog zum Verrechnungssystem für Verfügbarkeiten eine **Ausnahme für Fälle höherer Gewalt** vorgesehen werden.

4) Definition von Anlagen und Anlagenpools klären (§12)

- Der aktuelle Gesetzentwurf definiert nicht eindeutig, wie eine „**Anlage**“ bzw. ein „**Anlagenpool**“ **abzugrenzen** ist. Diese Unschärfe hat potenziell weitreichende Konsequenzen.
- Sollte der Gesetzgeber eine Anlage ausschließlich über einen eigenen Netzanschlusspunkt definieren, hätte dies zur Folge, dass bestimmte Kraftwerkskonfigurationen – insbesondere Kombinationen aus Dampf- und Gasturbinen – künftig als Anlagenpool eingeordnet werden müssten. In einem solchen Fall wären die Anforderungen, etwa hinsichtlich der CO₂-Intensität sowie gegebenenfalls auch Investitionsschwellen, auf die einzelnen Einheiten

innerhalb des Pools anzuwenden. Dies erscheint weder sachgerecht noch im Sinne des Gesetzgebers. **Derartige Anlagen werden typischerweise als integrierte Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) betrieben und sind technisch sowie betrieblich als zusammenhängende Einheit konzipiert.** Eine künstliche Aufspaltung in separate Einheiten würde der tatsächlichen Betriebsweise widersprechen und könnte im Extremfall sogar zum Ausschluss solcher Anlagenkonfigurationen von der Teilnahme führen.

- Vor diesem Hintergrund besteht dringender Klarstellungsbedarf hinsichtlich der Definition von Anlagen sowie der Abgrenzung zu Anlagenpools. Insbesondere sollte eindeutig geregelt werden, wie bestehende GuD-Anlagen zu klassifizieren sind und unter welchen Voraussetzungen sie präqualifiziert werden können.

Uniper fordert:

- Die **Definition von „Anlage“ und „Anlagenpool“ sollte im Gesetz eindeutig präzisiert** werden. Insbesondere muss klargestellt werden, dass bestehende GuD-Anlagen als integrierte Einheiten klassifiziert und unter sachgerechten Voraussetzungen präqualifiziert werden können.

Fazit

Jetzt ist der Zeitpunkt, das StromVKG investitionsfähig auszugestalten. Der vorliegende Gesetzentwurf enthält wichtige und ausdrücklich zu begrüßende Elemente. Gleichzeitig bestehen in zentralen Bereichen Anpassungsbedarfe. Neben einer realitätsgerechten Ausgestaltung des Höchstwerts ist insbesondere entscheidend, dass Kosten- und Risikofaktoren im System insgesamt reduziert werden. Dazu zählen sowohl regulatorische Anforderungen als auch technische und kommerzielle Rahmenbedingungen, die derzeit zu erhöhten Projekt- und Finanzierungsrisiken führen. Nur wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen konsistent ausgestaltet sind, können ausreichend Investitionen angereizt und eine breite Teilnahme an den Auktionen sichergestellt werden. Ziel des StromVKG sollte es deshalb sein, verlässliche und investitionsfreundliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Eine Reduktion von Risiken und unnötigen Kostenbelastungen ist dabei der zentrale Hebel für wettbewerbsfähige Gebote und die erfolgreiche Umsetzung des Kapazitätsmechanismus.

Jörn Higgen
Senior Vice President
Governmental Relations Germany

Uniper SE
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf