

StromVKG: Einordnung des Höchstwertes für Langzeitkapazitäten und Analyse der impliziten Annahmen

Studie im Auftrag von: **uni
per**

16. Juni 2026



Einleitung

Aurora Energy Research wurde von Uniper beauftragt, den **Höchstwert im neuen Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG)** zu untersuchen. Der Fokus lag dabei zum einen auf dem **Vergleich der Höchstwerte mit den Kapazitätsmärkten** europäischer Nachbarländer (Belgien, Großbritannien, Irland, Italien und Polen). Dies wurde mit einer vergleichenden, qualitativen Analyse untersucht.

Zum anderen liegt der Fokus dieser Kurzstudie auf einer quantitativen Analyse der **zugrundeliegenden Annahmen, die notwendig sind, um den wirtschaftlichen Ausbau sowie kompetitive Gebotsabgabe von Gaskraftwerken** unter diesem Höchstwert zu ermöglichen.

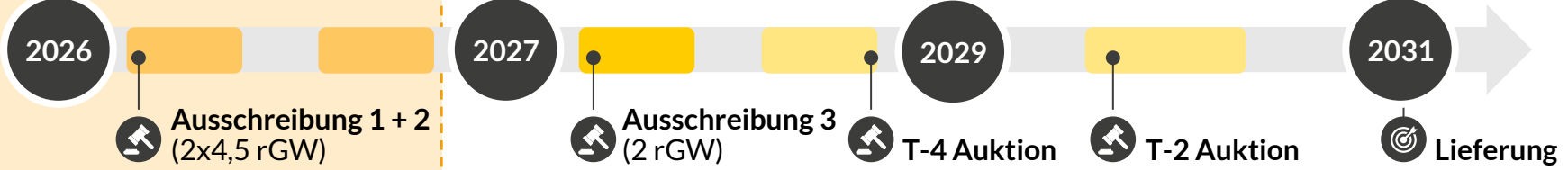
1 Ausgangslage

11GW¹: 9GW Langzeitkapazitäten + 2GW weitere



Weitere T-4 und T-2 Auktionen¹

Fokus der Analyse



- Die folgende **Analyse konzentriert sich auf die Ausschreibungen der Langzeitkapazitäten**, die im September und Dezember 2026 in zwei Ausschreibungsrunden mit jeweils 4,5 rGW reduzierter Leistung vergeben werden.
- Ziel der Ausschreibungen ist die Bereitstellung von zusätzlicher flexibler Kapazität** durch Neubau von Anlagen, um die Versorgungssicherheit in Zeiten geringer Erneuerbaren-Energien-Produktion sicherzustellen.
- Die Ausschreibung für Langzeitkapazitäten reizt** aufgrund der **technischen Anforderungen** (10h Lieferzeitraum, max. 1h bis Wiedererfüllung) gezielt den Ausbau von Kraftwerksleistung auf Erd- und Biogasanlagen an, da die Anforderungen andere Technologien wie Batterie- oder Langzeitenergiespeicher de facto ausschließen.
- Für diese **Ausschreibungsrunden gilt ein Höchstwert** von 173 €/rKW²/Jahr.

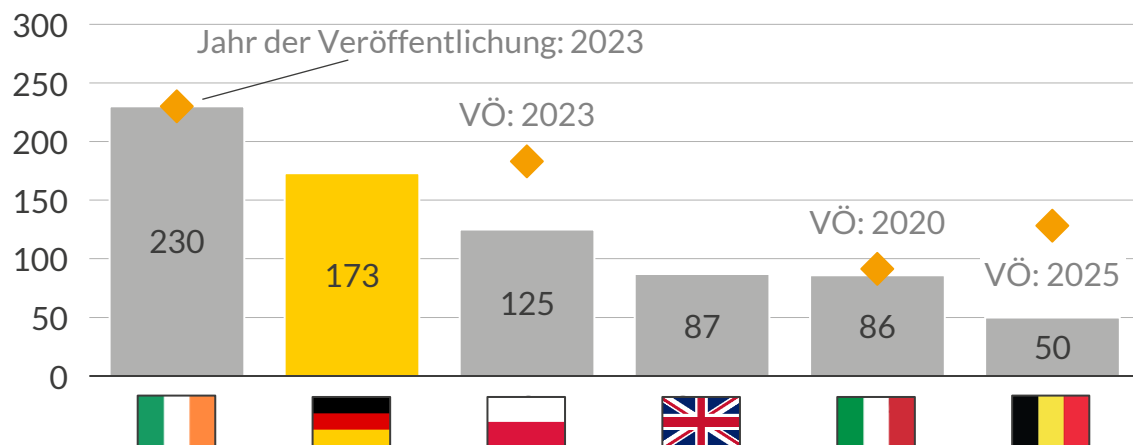
2 Forschungsfrage und Ansatz

- Aufgrund der Tatsache, dass neugebaute Erdgaskraftwerke den Großteil der Kapazität in den Ausschreibungsrunden stellen werden, stellt sich die Frage:
Wie ist der Höchstpreis von 173 €/rKW im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke einzuordnen?
- Die Analyse untersucht ausschließlich die Wirtschaftlichkeit aus Investorenperspektive. Eine umfassende Bewertung des Höchstwertes erfordert zusätzlich die Berücksichtigung von Kosteneffizienz für Verbraucher und Steuerzahler, Wettbewerbsintensität und den Effekt auf den Ausbau alternativer Technologien.

1) Im Anschluss an die T-2 Kapazitäten wird erwartet, dass Deutschland einen regulären Kapazitätsmarkt ausschreibt. 2) „Deredated“ Kapazität nach Ansatz der Reduktionsfaktoren.

Der Höchstwert im StromVKG wirkt im europäischen Vergleich hoch, allerdings unterscheiden sich Regulierung und Marktumfeld deutlich

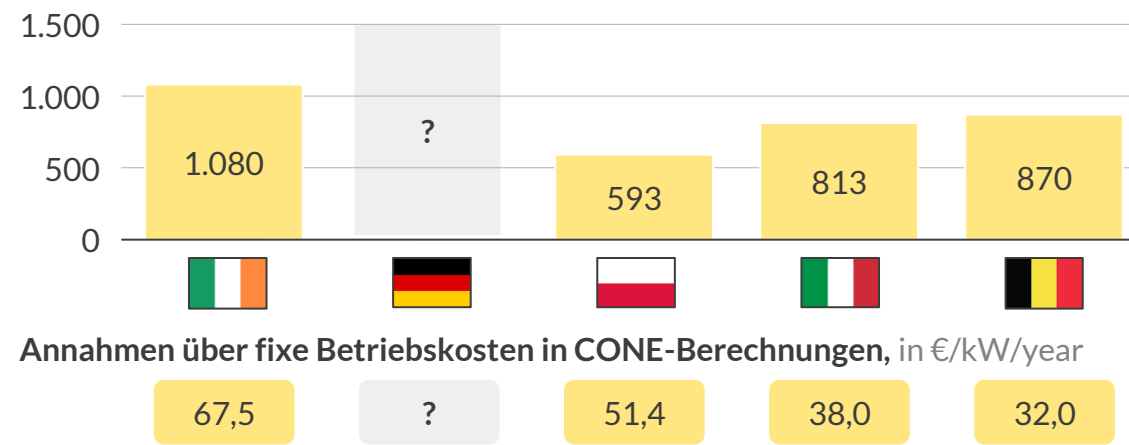
Höchstwerte¹ und GuD-CONE² im europäischen Vergleich
in €/rkW



- Der Höchstwert in Kapazitätsmarktauktionen sollte sich an den **höchsten zu erwartenden Kosten für die teilnehmenden Technologien** orientieren, um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, besonders in Auktionen mit niedriger Wettbewerbsintensität.
- Die **Gebote in Kapazitätsmarktauktionen richten sich nach der Finanzierungslücke**, die dadurch entsteht, dass die Anlagen nur in wenigen Stunden zum Einsatz kommen und daher nicht allein durch den Verkauf des produzierten Stroms ihre Investitions- und Betriebskosten decken können.
- Gleichzeitig hat die Ausgestaltung der **Regulierung einen wichtigen Einfluss** auf die Gebote, indem sie Erlöse und Kosten beeinflusst (siehe nächste Seite).

■ Höchstpreis ◆ CONE

Annahmen über GuD³-Investitionskosten in CONE-Berechnungen⁴
in €/kW



Annahmen über fixe Betriebskosten in CONE-Berechnungen, in €/kW/year



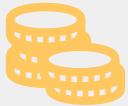
- Eine **Grundlage für die Höchstwerte sind die CONE**, die die annualisierten Gesamtkosten (Investitions- und fixe Betriebskosten) für den Neubau eines Referenzkraftwerks abbilden und von den nationalen Regulierungsbehörden für das Design der Kapazitätsmärkte berechnet werden.
- Im europäischen Vergleich ist festzustellen, dass die **Annahmen, die den CONE-Berechnungen zugrunde liegen, stark variieren**. Während beispielsweise Polen die Investitionskosten bei 593 €/kW ansetzt, ist die irische Annahme mit 1080 €/kW fast doppelt so hoch.⁵
- Die **Bundesregierung hat bisher nicht transparent gemacht**, welchen CONE-Wert sie bei der Bestimmung ihres Höchstwertes angelegt hat.

1) Für Länder außerhalb Deutschlands bezieht sich der Höchstwert auf die jeweils letzte durchgeführte Auktion von existierenden Kapazitätsmärkten. 2) Cost of New Entry, 3) Gas- und Dampfturbinen. 4) Werte für Investition in 2028. Großbritannien veröffentlicht keine regelmäßigen CONE-Werte. 5) Beim Vergleich der CONE-Werte zwischen den europäischen Ländern muss außerdem auch noch das unterschiedliche allgemeine Preisniveau berücksichtigt werden.

Die Finanzierungslücke bestimmt die notwendigen Gebote im Kapazitätsmarkt und wird stark von der Regulierung beeinflusst

Komponenten der Finanzierungslücke

Finanzierungslücke



Barwert der Kosten

- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Kapitalkosten
- Umrüstkosten
- Sicherheitsleistungen



Barwert der Erlöse

- Großhandelserlöse¹
- Regelleistung
- Momentanreserve
- Redispatch

Effekt von Regulierung auf Finanzierungslücke und Höchstwert



Abschöpfung: Wenn Anlagenbetreiber bei hohen Strompreisen Rückzahlungen leisten müssen, reduziert das die Erlöse aus dem Strommarkt.



Vertragsdauer: Wenn Anlagen über einen längeren Zeitraum mit sicheren Erlösen aus dem Kapazitätsmarkt rechnen können, reduziert das das Risiko für Investoren und führt zu niedrigeren Kapitalkosten.



Klimaneutralität: Wenn Anlagen beispielsweise auf Wasserstoff umrüsten müssen, führt das zu höheren Investitionskosten und Brennstoffkosten, was die Margen der Anlagenbetreiber schmälert.



Reduktionsfaktoren: Der Höchstwert ist in Euro pro kW reduzierte Kapazität definiert, höhere (niedrigere) Reduktionsfaktoren führen daher zu höheren (niedrigeren) Kapazitätszahlungen pro Einheit Nennleistung.



Inflationsanpassung: Werden die Zahlungen aus dem Kapazitätsmarkt an die Inflation angepasst, so steigert das den Wert der garantierten Zahlungen, wodurch Gebotswerte niedriger ausfallen können.



Risiken durch potenzielle Pönalen: Müssen die Unternehmen mit Strafzahlungen (z.B. durch Nichtverfügbarkeit) rechnen, so wird dies als Risikoprämie eingepreist und erhöht die Gebote.



Sicherheiten: Müssen zum Gebotszeitpunkt Sicherheiten hinterlegt werden, die für einen längeren Zeitraum gebunden sind, so entstehen Opportunitätskosten, die berücksichtigt werden müssen.



Erbringung von Systemdienstleistungen: Müssen die Anlagen Systemdienstleistungen (z.B. Momentanreserve) erbringen, so kann das mit zusätzlichen Kosten einhergehen.²

1) Zusätzlich zu den regulären Preisen muss hier der Wert von außergewöhnlichen Perioden hoher Strompreise eingepreist werden, wie beispielsweise während der aktuellen Energiepreiskrise. 2) Im Entwurf für das StromVKG müssen Anlagen auch dann Systemdienstleistungen erbringen, wenn sie nicht produzieren. Dies kann zu zusätzlich notwendigen Investitionen führen, um diese Anforderungen zu erfüllen.

Das StromVKG stellt im europäischen Vergleich hohe Anforderungen an Bieter, was tendenziell eine größere Finanzierungslücke bedeutet

Land	Regulierungsoptionen						
	Erlösab-schöpfung ¹	Max. Vertragsdauer	Dekarboni-sierungskriterien ²	Inflations-anpassung	Erbringung von Systemdienstl.	Reduk-tionsfkr.	Finanz. Sicherheit
 Deutschl.	~240 €/MWh	15 Jahre	H2-Readiness + Dekarb. i.d. Vertragslaufzeit (2045)	Keine ³	Momentan-reserve ⁴ (verpflichtend)	0,85	Bis zu 3x des Höchst-werts ⁶
 Belgien	~320-370 €/MWh	15 Jahre	Dekarbonisierung bis 2050	Keine	Nicht vorhanden	0,93	<50% des Höchstwerts
 Großbrit.	Nicht vorhanden	15 Jahre	H2 Readiness	Jährliche Anpassung	Nicht vorhanden	0,91	<50% des Höchstwerts
 Polen	Nicht vorhanden	17 Jahre	Keine	Jährliche Anpassung	Nicht vorhanden	0,93	<50% des Höchstwerts
 Irland	~500 €/MWh	10 Jahre	Keine	Einmalige Anpassung	Nicht vorhanden	0,65-0,88 ⁵	<50% des Höchstwerts
 Italien	~280 €/MWh	15 Jahre	Keine	Keine	Nicht vorhanden	0,80	<50% des Höchstwerts



Marktüblich



Aus Betreibersicht ungünstiger als in der Mehrzahl der anderen Kapazitätsmärkte



Kein Pendant in anderen Märkten, zusätzliche Kostenbelastung für Betreiber

Kommentare

- Das StromVKG sieht im europäischen Vergleich ein hohes Maß an Erlösabschöpfung und niedrige Reduktionsfaktoren für Gaskraftwerke vor.
- Die Verpflichtung zum klimaneutralen Betrieb der Anlagen ab 2045 sowie die Anforderung zur Erbringung von Momentanreserve sind im europäischen Vergleich fast einzigartig.
- Die Höhe der zu hinterlegenden Sicherheiten übersteigt die Anforderungen anderer Märkte deutlich.
- Im Ergebnis bedeutet dies im deutschen Markt geringere Erlöserwartungen bei höheren Kosten und damit eine größere Finanzierungslücke, die den hohen Höchstwert relativiert.

1) Basierend auf aktuell gültigen Werten bzw. Preisen (Gas 50 €/MWh, CO₂ 77 €/t.) 2) Ein Emissionslimit von <550 gCO₂/kWh gilt in allen Märkten. 3) Laut Gesetzentwurf wurde Inflationserwartung bis zum Investitionszeitpunkt im Höchstwert berücksichtigt. 4) Erbringung auch ohne Wirkleistungseinspeisung. 5) In Abhängigkeit der Anlagengröße; 6) bei Gebot zum Höchstwert kumuliert 510€/kW: Gebotssicherheit (15% × 173 = 26 €/kW) Realisierungssicherheit (1,8 × 173 = 311 €/kW), Verfügbarkeitssicherheit (1 × 173 = 173 €/kW). | Quellen: Aurora Energy Research, B'Reg, SEM Committee, SMO, Elia, CREG, EU Kommission, ARERA, Terna, URE, DESNZ, Ofgem

In den vergangenen Kapazitätsmarktauktionen waren Gaskraftwerke nur bei hohen Zuschlagspreisen erfolgreich

Zuschlagspreise¹ und bezuschlagte Kapazitäten von neuen Gaskraftwerksprojekten in T-4 Kapazitätsmarktauktionen² der vergangenen drei Jahre in Großbritannien, Irland, Belgien, Polen und Italien

Zuschlagspreis €/rkW, real 2025



Kommentare

- In den jüngsten T-4-Auktionen wurden kaum neue Gaskraftwerke bezuschlagt, dies liegt vor allem an dem Wettbewerb mit günstigeren Technologien (insb. Batteriespeicher), die sowohl die Markträumungspreise drücken als auch einen Großteil der nachgefragten Kapazität abdecken.
- Lediglich in Polen wurden zuletzt größere Volumina neuer Gaskraftwerke vergeben (ca. 5,7 GW in 2025). In Deutschland ist die Nachfrage mit >10 GW Nennleistung (9 rGW) ungleich größer, weshalb Kannibalisierung von Markterlösen und Druck auf die Lieferkette zu höheren Gebotspreisen führen können.
- Die Höchst- und Gebotspreise der anderen Länder sind daher nur eingeschränkt auf den deutschen Fall übertragbar.

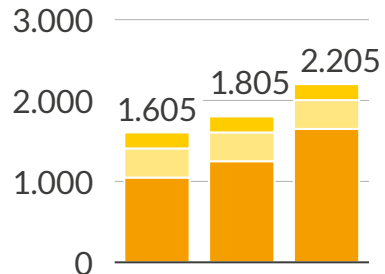
1) Für Italien, Polen und Großbritannien: Einheitlicher pay-as-clear Markträumungspreis; Für Belgien: Höchste erfolgreiche Gebote (pay-as bid Auktion); Für Irland: Durchschnittswert der Zuschlagspreise für neue Gaskraftwerke. 2) T-4 bezeichnet die vierjährige Vorlaufzeit zwischen Auktion und Lieferbeginn. T-4 Kapazitätsmarktauktionen sind für Neubauprojekte maßgeblich. Quellen: Aurora Energy Research, NESO, SEMO, Elia, Terna, PSE, RTE

Um eine wirtschaftliche Investition zu ermöglichen, braucht eine GuD bei einem Barwert der Kosten von 1805 €/kW eine Marge von min. 47 €/MWh

1a Der mittlere Barwert der Kosten beträgt 1805 €/kW, während...

Barwert der Kosten

in €/kW, real 2025



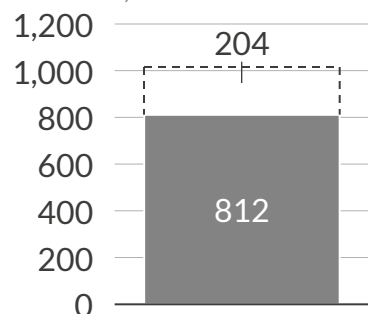
Investitionskosten Zusätzliche Investitionskosten Fixe Betriebskosten

- Im Barwert der Kosten dominieren die **Investitionskosten**, auch deshalb weil die Betriebskosten durch die Vorlaufzeit der Investitionen stark diskontiert werden.
- Als weitere Kostenpunkte werden die Kosten zur Erfüllung der technischen Anforderungen zur Erbringung von **Momentanreserve**, die **H2-Umrüstung** sowie die zu hinterlegenden **Sicherheitsleistungen** berücksichtigt.

1b ... der Barwert der Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt bei 812 €/kW liegt.

Barwert der Erlöse

in €/kW, real 2025



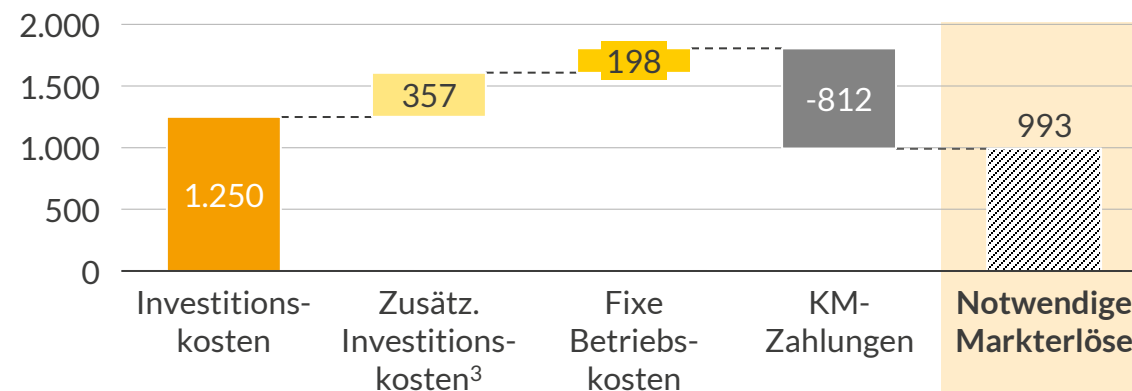
Kapazitätsmarktzahlung Zusätzliche Erlöse bei 4% Diskontrate (real, vor Steuern)

- Barwert der Kapazitätzahlungen nimmt an, dass der **Höchstwert von 173 €/rkW** abgegeben wurde und diese **Zahlung ab dem Jahr 2033 für 15 Jahre** getätigt wird.
- Das **Gebot wurde mit dem Reduktionsfaktor von 0,85 angepasst**, so dass 147 €/kW für die Nennleistung gezahlt werden.
- Bei **niedrigerer Diskontrate von 4%** steigt der Barwert der Erlöse bei Höchstwertzuschlag auf 1016 €/kW.

2 Es müssen daher 993€/kW marktliche Erlöse erwirtschaftet werden.

Barwert der Zahlungsströme und notwendige Markterlöse²

in €/kW, real 2025



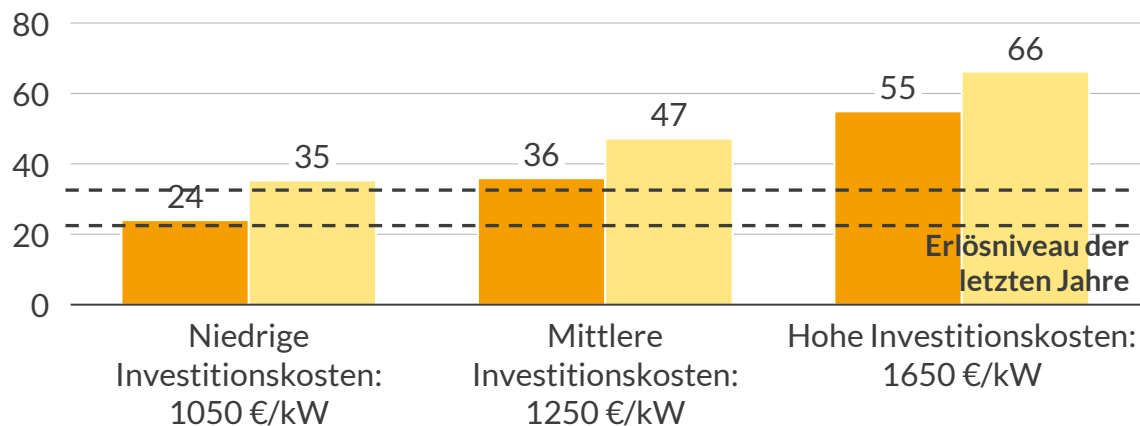
- Der **Barwert der Investitions- und Betriebskosten übersteigt den der Kapazitätsmarktzahlungen um 993 €/kW**. Dieser Unterschied muss am Strommarkt erwirtschaftet werden, damit sich die Investition lohnt.
- Da die Kapazitätsmarktzahlungen auf dem Höchstwert basieren, **stellt die Berechnung eine Untergrenze der marktlichen Erlöse über den Brennstoff- und Kohlenstoffkosten („Marge“)** dar, die mindestens notwendig sind, um wirtschaftliche Investitionen in Gaskraftwerke zu ermöglichen.
- Basierend auf aktuellen Marktausblickten für die Volllaststunden eines GuD⁴ muss daher eine **durchschnittliche Marge von mindestens 47 €/MWh** erwirtschaftet werden.

1) Entsprechend den veröffentlichten Kosten des neugebauten Gaskraftwerks in Danzig. Basierend auf einer Literaturrecherche von Aurora Energy Research liegt dieser Wert in der Bandbreite anderer veröffentlichter Werte, die zwischen 1050-1700 €/kW liegen. 2) Zentrale Annahmen der Berechnung. CAPEX: 1250 €/kW, Fixe Betriebskosten: 30 €/kW/J, Kosten der Momentanreserve: 157 €/kW, Kapitalkosten (Großhandel): 9%, Kapitalkosten (Kapazitätsmarkt): 6%, Inflation: 2%. 3) Inklusive Kosten der Momentanreserve, H2-Umwandlung und Kosten für zu hinterlegende Sicherheitsleistungen. 4) 2030: 4000 h/Jahr, 2040: 3000 h/Jahr, 2050: 2000 h/Jahr. | Quelle: Aurora Energy Research

Die erforderliche Marge liegt nur bei Annahme niedriger Investitions- und Kapitalkosten innerhalb der Spanne der letzten Jahre

3 Die notwendigen Margen hängen stark von den Annahmen ab...

Notwendige Marge in Abhängigkeit von Kapital- und Investitionskosten
in €/MWh, real 2025

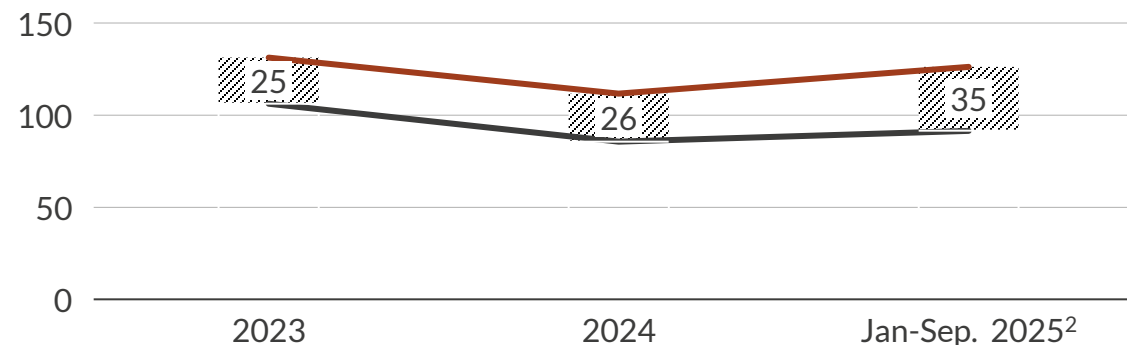


■ Kapalkosten: Kapazitätsmarkt 4%, Großhandel 9% (real, vor Steuern)
■ Kapalkosten: Kapazitätsmarkt 6%, Großhandel 9% (real, vor Steuern)

- Die notwendige Marge über den Gas- und CO₂-Kosten variiert stark mit den Annahmen (z.B. Investitionskosten, Kapitalkosten¹, Volllaststunden).
- Die notwendigen Erlöse liegen nur für niedrige Investitions- und Kapitalkosten innerhalb der Spanne der letzten Jahre (siehe [rechte Seite](#)).
- In den vergangenen Jahren sind die Investitionskosten für GuD-Turbinen deutlich angestiegen. Dies liegt unter anderem an Knappheitspreisen durch die international hohe Nachfrage nach Gaskraftwerken, steigender Inflation und Produktionsengpässen.

4 ... sie liegen jedoch deutlich über dem Erlös niveau der letzten Jahre

Historische Markterlöse, Kosten und Marge²
in €/MWh, real 2025



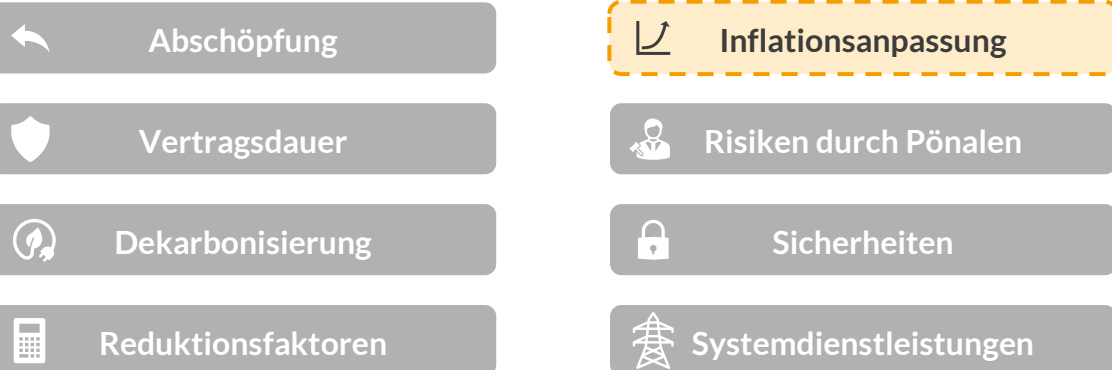
▨ Historische Marge — Markterlöse (inkl. Clawback) — Gas + CO₂ Kosten

- In den Jahren 2023 und 2024 hätten die Margen unter Berücksichtigung der Preisspitzenabschöpfung bei ~25 €/MWh gelegen; 2025 (bis September) mit ~35 €/MWh leicht darüber³. Dieses Niveau reicht nicht aus, um bei einem Höchstwert von 173 €/rkW wirtschaftliche Investitionen zu ermöglichen.
- Langfristig ist davon auszugehen, dass die Markterlöse ansteigen werden, da die GuD weniger zur Deckung der Grundlast benötigt werden und stattdessen vor allem in Hochpreisstunden zum Einsatz kommen. Durch die Erlösabschöpfung und da GuD jedoch in deutlich mehr Stunden preissetzend sind, bedeutet dies nicht zwangsweise, dass ihre Margen deutlich ansteigen.

1) Aufgrund des unterschiedlichen Risikos werden in der Regel unterschiedliche Kapitalrendite-Anforderungen für Großhandel und Kapazitätszahlungen angesetzt. 2) Auf Basis von sechs aktiven GuD-Kraftwerken wurde ein durchschnittlicher Marktwert ermittelt. Dazu wird der Erlös pro Stunde berechnet, wobei der Marktpreis auf den Clawback-Preis gedeckelt wird. Dieser Clawback-Preis wird jährlich anhand der durchschnittlichen Gas- und CO₂-Preise bestimmt. Ohne Startkosten. 3) Anlagenspezifische Produktionsdaten sind zum Zeitpunkt der Berechnung nur bis September 2025 verfügbar. In der Regel liegen Strompreise im Winter über dem Jahresdurchschnitt. | Quellen: Aurora Energy Research, ENTSO-E

Durch eine Anpassung an die Inflation können die Kapazitätsmarkterlöse deutlich erhöht und damit die notwendigen Markterlöse verringert werden

5 Regulierungsoptionen mit Auswirkungen auf den Höchstwert



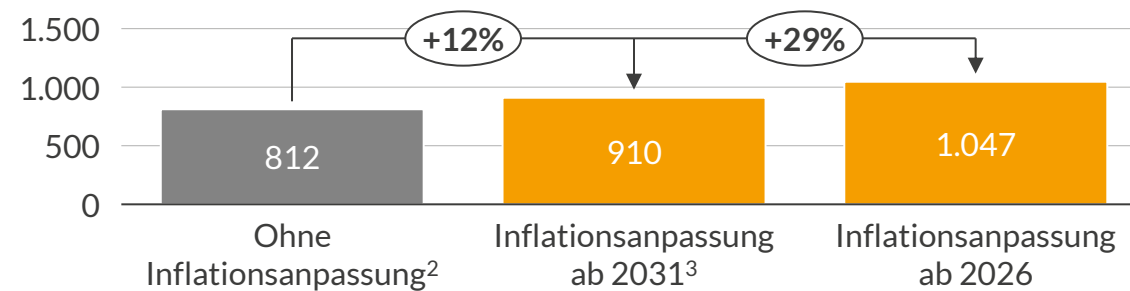
Deep-dive auf der rechten Seite

- Der **Vergleich mit anderen Kapazitätsmärkten** (siehe Seite 5) hat gezeigt, dass das **StromVKG** in vielerlei Dimensionen **höhere Anforderungen** stellt, als europäische Nachbarmärkte, die zu **höheren Kosten** führen (beispielsweise durch die Risiken von Pönalen) **oder die Erlöse reduzieren** (beispielsweise durch eine fehlende Inflationsanpassung).
- Eine **Möglichkeit die notwendigen Markterlöse zu reduzieren**, ohne den Höchstwert anzupassen, könnte darin bestehen, den Regulierungsrahmen zu überarbeiten, um so den kostengünstigeren Ausbau von flexiblen Erzeugungskapazitäten zu ermöglichen.

6 Deep Dive: Inflationsanpassung reduziert notwendige Markterlöse

Barwert der Erlöse¹

in €/kW, real 2025



Notwendige Margen, in €/MWh

47

43

36

- Eine solche **Politikmaßnahme**, um die Erlöse der GuD unter dem StromVKG zu erhöhen, ist die **Anpassung der Zahlungen an die Inflation**.³ Denn ohne eine solche Anpassung sinkt der reale Wert der Zahlungen stark über die Zeit.
- Unter der Annahme von 2% Inflation über die Zeit erhöht sich der **Barwert der zukünftigen Kapazitätzahlungen um bis zu 12%** auf 1.047 €/kW.
- Dadurch sinkt die erforderliche Marge** über den Gas- und CO₂-Kosten unter Annahme mittlerer Investitionskosten **auf bis zu 36 €/MWh** – was deutlich näher an den historischen Werten läge.

1) Unter der Annahme mittlerer Investitionskosten und einem WACC von 6% für die Kapazitätsmarktzahlungen. 2) Kapazitätsmarkterlöse bei einer Diskontrate (real, vor Steuern) von 6% (siehe Seite 7). 3) Ab Beginn der Zahlungen. 4) Eine solche Anpassung der Zahlungen an die Inflation ist in den anderen Märkten vorgesehen, auf denen wir auf Seite 6 einen signifikanten Neubau von Gaskraftwerken gesehen haben (Polen, Irland, Großbritannien).

Zusammenfassung: Kernergebnisse der Analyse



Vergleich von europäischen Kapazitätsmechanismen

- Der Höchstwert im deutschen StromVKG liegt deutlich **über den Höchstwerten in den Kapazitätsmärkten einiger europäischer Nachbarländer.**
- Allerdings erzeugt das **deutsche Ausschreibungsdesign zusätzliche Kosten und niedrigere Erlöse**, beispielsweise durch eine Erlösabschöpfung bei vergleichsweise niedrigem Auslösepreis, die Inflationsanpassung oder die Erbringung von Momentanreserve.
- Im Ergebnis bedeutet dies eine **größere Finanzierungslücke**, die den **hohen Höchstwert relativiert.**



Analyse vergangener europäischer Kapazitätsmarktauktionen

- In den Auktionen seit 2025 wurden lediglich in Polen bei Markträumungspreisen von jeweils über 100€/rkW neue Gaskraftwerke in einem größeren Umfang bezuschlagt. Das in Deutschland für Gaskraftwerke ausgeschriebene Volumen liegt deutlich über den jüngst im Ausland bezuschlagten Mengen.
- In anderen Auktionen wurden Gaskraftwerke, die zu niedrigeren Zuschlägen erfolgreich waren, teilweise nicht gebaut.



Analyse der notwendigen Markterlöse

- Bei mittleren Annahmen für Investitionskosten und WACC muss ein neues Gaskraftwerk auch bei einem Gebot in Höhe des Höchstwerts marktliche Erlöse von 47 €/MWh, deutlich über der historischen Spannbreite, erwirtschaften.
- Die Analyse zeigt, dass der Höchstwert nur unter Annahme niedriger CAPEX, günstiger Kapitalkosten oder hoher Strommarkterlöse außerhalb des Kapazitätsmarktes eine wirtschaftliche Investition ermöglicht.

Details und Haftungsausschluss

Publikation:

StromVKG: Einordnung des Höchstwertes für Langzeitkapazitäten und Analyse der impliziten Annahmen

Kunde:

Uniper SE

Datum:

16. Juni 2026

Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie alle Tochtergesellschaften (zusammen, "Aurora"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekannten Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora.

Kein Teil dieses Dokuments darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung von Aurora kopiert, vervielfältigt, verteilt oder in irgendeiner Art und Weise kommerziell genutzt werden.

Anhang 1: Quellenangaben und Erläuterungen der Annahmen

Kategorie	Wert	Quelle	Kommentare
Investitionskosten – Untergrenze	1050 €/kW	FÖS ¹	Link: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf
Investitionskosten – Mittlerer Wert	1250 €/kW	Energa	Link: https://ir.energa.pl/en/pr/857738/signing-of-agreement-with-the-general-contractor-for-the-construction-of-the-ccgt-power-plant-in-gdansk
Investitionskosten – Obergrenze	1700 €/kW	Afry	Link: https://www.linkedin.com/posts/afrys-view-on-upcoming-german-capacity-tenders-ugcPost-7459490729216802816-w664
Zusätzliche Investitionskosten Momentanreserve	150 €/kW	AER	Link: go.auroraer.com/l/885013/2024-10-23/nn11j
Inflation	2% pro Jahr	EZB ²	Link: https://www.ecb.europa.eu/ecb/orga/tasks/monpol/html/index.de.html
Kapitalkosten	9%	AER	Link: go.auroraer.com/l/885013/2024-10-23/nn11j
Fixe Betriebskosten	30 €/kW/Jahr	ERAA ³	Link: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_Annex1_InputData_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf
Volllaststunden	2030: 4000 h/Jahr, 2040: 3000 h/Jahr, 2050: 2000 h/Jahr	Model- lierung	Annahme basierend auf den aktuellen Volllaststunden eines Gaskraftwerkes und der Annahme, dass diese in den kommenden Jahren bis auf ein Niveau von 2000 h/Jahr im Jahr 2050 absinken.

FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, AER – Aurora Energy Research, ERAA – European Resource Adequacy Assessment

1) Basierend auf einer Literaturrecherche des FÖS bei der die gefundenen Werte für die Investitionskosten für deutsche GuD bei 950 €/kW₂₀₂₁ und 1000 €/kW₂₀₂₃ liegen. 2) Die EZB strebt ein Inflationsziel von 2% pro Jahr. 3) European Resource Adequacy Assessment, der Wert von 30€/kW/Jahr liegt dabei deutlich am Ende der betrachteten fixen Betriebskosten (siehe [Seite 3](#)).



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).

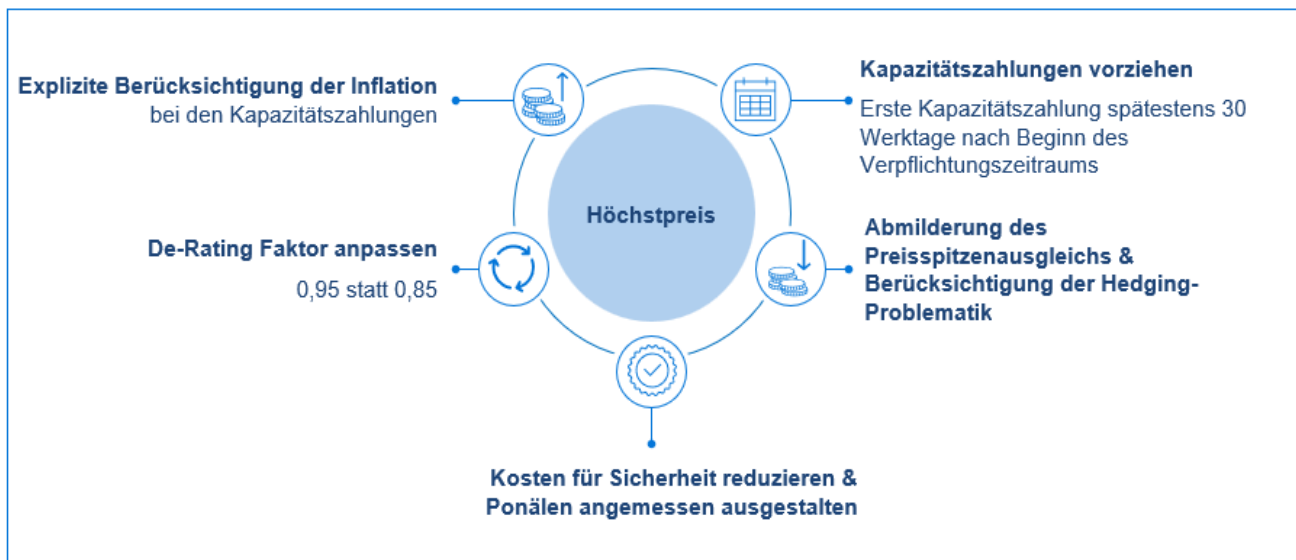


Abbildung 1: Kostentreiber und mögliche Effizienzhebel des StromVKG

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 Netzananschlusskapazitäten an anderen Standorten erforderlich, welche die Knappheit dieser auch für Industrie, EE-Erzeugung, Batteriespeicher und Rechenzentren notwendigen Netzananschlusskapazitäten 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 Strombinnenmarktrichtlinie (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

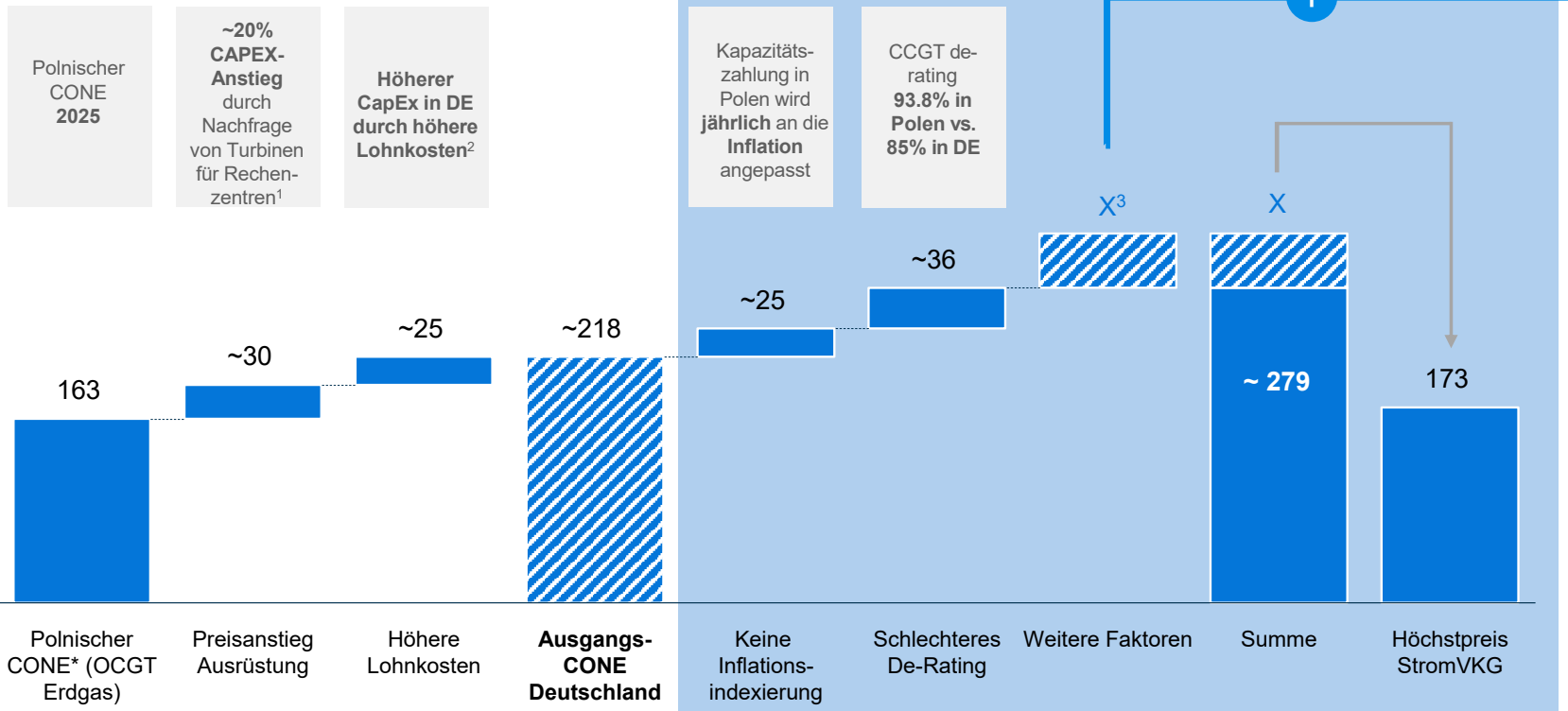
Jetzt ist der Zeitpunkt, das StromVKG investitionsfähig auszugestalten. Der vorliegende Gesetzentwurf enthält wichtige und ausdrücklich zu begrüßende Elemente. Gleichzeitig bestehen in zentralen Bereichen Anpassungsbedarfe. Neben einer realitätsgerechten Ausgestaltung des Höchstwerts ist insbesondere 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

Benchmark-Analyse zum Entwurf des StromVKG

Vorläufige Vergleichsrechnung Polnischer CRM vs. StromVKG (€/kW)



Weitere Faktoren

- Verpflichtender **Preis-spitzenausgleich** nur in DE
- **Verspätete (2033) und nur jährliche, nachschüssige Auszahlung der CM-Prämie** trotz Lieferpflicht ab 2031
- **Strengere Dekarbonisierungs-anforderung** erfordert Umrüstungsinvestition in 2044 zur H2-Nutzung
- **Geringerer Strommarkt-beitrag in DE** wegen niedrigerem Großhandels-preisniveau in DE
- **Strengere Bankgarantien und Strafregelungen** erhöhen Finanzierungskosten in DE
- **Längere Vertragsdauer in Polen (17 Jahre)**
- **Momentanreserve-anforderung** erhöht Komplexität und Kosten

CONE_{netto} = Cost of New Entry. CONE gibt an welche Kosten ein fiktives Neubaukraftwerk jährlich decken muss, um wirtschaftlich tragfähig zu sein. Der Wert basiert auf den Auktionsparameter der polnischen t-5 Auktion 2025. Quelle: Ministerium für Klima und Umwelt in Polen. Im polnischen Kapazitätsmarkt definierte zuletzt der CONE einer offenen Gasturbine im Heizölbetrieb den Gebotshöchstwert. Diese Technologie ist im StromVKG ausgeschlossen (H2-Ready-Pflicht). Daher fällt die Wahl gemäß Erläuterung des StromVKG auf eine offene Gasturbine im Erdgasbetrieb als Referenztechnologie.

¹ Unter der Annahme, dass die Turbine 40% der Investitionskosten ausmacht [Quelle: [Costs of gas-fired power generation? - Thunder Said Energy](#)] und sich die Preise für Turbinen im vergangen um 50% [Quelle: [5-year waits and rising costs: How demand is redefining the gas turbine market | Utility Dive](#)] erhöht haben, rechnen wir mit einem Aufschlag von ca. 20%.

² Laut Statistischem Bundesamt liegen die Arbeitskosten in Deutschland ~135% über denen in Polen [Quelle: [EU-Vergleich der Arbeitskosten \(Jahresschätzung\) - Statistisches Bundesamt](#)]. Unter der Annahme, dass die Lohnkosten ca. 15-20% der Investitionskosten ausmachen ergibt sich ein Aufschlag von ca. 15%.

³ Balken zu X (weitere Faktoren) nicht maßstabsgetreu.

Grundsätzliche Herausforderungen für die Bieter

Das StromVKG sowie das allgemeine wirtschaftliche Umfeld stellen Bieter vor wirtschaftliche Herausforderungen in den T-5 Auktionen. Dies reduziert die Attraktivität einer Teilnahme an den Auktionen deutlich.

- 1 **Risiko, den Inbetriebnahmetermin im November 2031** aufgrund von Genehmigungs- und Bauzeitplänen zu verpassen **sowie daraus resultierende Pönalen**. Soweit überhaupt rechtzeitig ein OEM-Slot (**~48 Monate Wartezeit** wird von OEMs kommuniziert) gesichert ist.
- 2 **Anstieg der Investitionskosten** (>30% in den vergangenen 2-3 Jahre) sowie weiter zu erwartende Steigerungen durch weltweite Angebotslücke und hohe Auslastung der OEMS.
- 3 **Cash-flow Lücke von 5-6 Jahren nach Baubeginn** – Kapazitätsprämie wird frühestens in 2033 gezahlt, trotz Inbetriebnahme und Versorgungssicherheitsbeitrag ab November 2031.
- 4 **Strompreisspitzenausgleich** reduziert das Einnahmepotential aus dem Strommarkt und erhöht damit den Finanzierungsbedarf aus der Kapazitätsprämie.
- 5 **Hohe Anforderungen an Sicherheiten (~410k EUR/MWp) binden Kapital frühzeitig und in großem Ausmaß** (~280 Millionen EUR für 800MW CCGT).
- 6 **Zinsanstieg aufgrund des Ölpreisschocks erhöht die Finanzierungskosten**. Zum Beispiel ist der 12-Monats-Euribor seit Januar um ca. 60 Basispunkte angestiegen.

StromVKG: Höchstwert muss aktuelle Kostenrealitäten abbilden

Die Bundesregierung hat am 13. Mai 2026 das StromVKG beschlossen. Uniper begrüßt ausdrücklich, dass damit ein zentraler Schritt zur Absicherung der Stromversorgung in Deutschland erfolgt. Aus Sicht von Uniper wird der Erfolg der vorgesehenen Auktionen jedoch maßgeblich vom in § 39 festgelegten Höchstwert in Höhe von 173 €/kW/a abhängen. Dieser bildet die aktuellen Kostenrealitäten neuer Kraftwerksinvestitionen nach unserer Einschätzung nicht hinreichend ab und setzt damit unzureichende Investitionssignale. Um eine breite Beteiligung an den Auktionen und damit einen funktionierenden Wettbewerb sicherzustellen, erscheint eine Anpassung des Höchstwerts sowie eine Reduktion gebotssteigernder Risiken und Auflagen erforderlich.

Im Folgenden wird dargelegt, weshalb der im StromVKG festgelegte Höchstwert die aktuellen Kostenrealitäten nicht angemessen widerspiegelt und welche Anpassungen erforderlich sind, um einen wirksamen und wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus sicherzustellen.

Herleitung eines realistischen Höchstwerts

Gemäß der Erläuterung zu § 39 Abs. 2 StromVKG, berechnet sich der Höchstwert anhand der ACER-Methodik zu Artikel 6 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (2019/943) vom 5. Juni 2019. Konkret besteht der Höchstwert aus CONE (Cost of New Entry) multipliziert mit einem unbekannten Korrekturfaktor. Diese Methodik ist auch aus Ausschreibungen anderer Kapazitätsmechanismen bekannt.

Unbekannt ist Höhe der einzelnen Variablen, aus denen sich CONE zusammensetzt, insbesondere die Annahme zur Höhe der Investitionskosten. In Artikel 17 Nr. 3 („transparency requirements“) von Annex I der ACER-Methodik wird die CONE-ermittelnde Behörde dazu aufgefordert folgende Informationen zu veröffentlichen: Kapitalkosten, jährliche Fixkosten, De-Rating-Faktoren, WACC, $CONE_{fix}$, $CONE_{var}$.

Parameter	Einheit	Offene Gasturbine (flüssig)	Offene Gasturbine / Kolbenmotor (gasförmig)	Gas-und-Dampf-Kombi-kraftwerk
$CONE_{fixed}$ (ohne De-Rating)	PLN/kWe/Jahr	521	644	710
De-Rating-Faktor	%	93,31%	93,31%	93,48%
$CONE_{de-rated}$	PLN/kWe/Jahr	558	690	759
$CONE_{de-rated}$ in Euro (1 EUR = 4,2364 zł)	EUR/kWe/Jahr	132	163	180

Tabella 1: Ermittelter CONE für die Hauptauktion 2025 des polnischen Kapazitätsmechanismus. Quelle: polnisches Klima- und Umweltministerium.¹

¹ Konsultation zur Hauptauktion 2025, polnisches Klima- und Umweltministerium, 13. Juni 2025: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//574/12398907/13135835/13135836/dokument722185.docx>.

Da diese Informationen für Deutschland mit Ausnahme der De-Rating-Faktoren nicht vorliegen, ist eine Herleitung des unter § 39 definierten Höchstwerts nicht möglich. Zur Schätzung eines für Deutschland notwendigen Höchstwert ziehen wir daher den CONE aus dem polnischen Kapazitätsmechanismus als Ausgangswert heran. Dieser wird vom polnischen Klima- und Umweltministerium zur Vorbereitung der Hauptauktion 2025 veröffentlicht (siehe Tabelle 1). Hierbei handelt es sich um einen Netto-CONE. Die jährlichen Kapital- und Fixkosten sind also bereits gemindert durch die erwarteten Markterlöse.

Wahl der Referenztechnologie

Der Gebotshöchstwert der polnischen Hauptauktion 2025 betrug 558 zł/kW/a (132 €/kW/a). Dies entspricht einem CONE von 132 €/kW/a multipliziert mit einem Korrekturfaktor 1,0. Die Referenztechnologie bildet dabei eine mit leichtem Heizöl betriebene offene Gasturbine (OCGT). Artikel 10 Nr. 2 von Annex I der ACER-Methodik fordert, dass die gewählten Referenztechnologien jeweils Technologien widerspiegeln sollen, für die ein rationaler Investor eine Investitionsentscheidung treffen würde. Die H2-Readiness-Anforderung im StromVKG schließt Heizöl-betriebene Gasturbinen somit aus. Wir nehmen daher an, dass, übereinstimmend mit der Erläuterung zu § 39 StromVKG, eine gasbetriebene offene Gasturbine als Referenztechnologie herangezogen wird. Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, weisen die polnischen Behörden eine CONE von 163 €/kW/a aus.

Investitionskostensteigerung durch Verkäufermarkt und Lohnunterschiede

Die weltweit hohe Nachfrage nach Gasturbinen, insbesondere zur Versorgung von Datacentern, hat einen Verkäufermarkt geschaffen. Laut dem US-amerikanischen Forschungsinstitut EPRI hat sich der Preis von Gasturbinen im vergangenen Jahr um nahezu 50% erhöht.² Unter der Annahme, dass die Turbine 40% der Investitionskosten ausmacht,³ und sich die Preise für Turbinen im vergangenen um 50% erhöht haben, schätzen wir mit einem Aufschlag von ca. 20% oder ~ 30 €/kW/a ggü. den polnischen Auktionen von 2025.

Unter der Annahme, dass Arbeitskosten ca. 10-15 % der Investitionskosten ausmachen⁴, ist auch von einem Aufschlag aufgrund der in Deutschland höheren Arbeitskosten auszugehen. Laut statistischem Bundesamt sind die Lohnkosten im produzierenden Gewerbe in Deutschland (45 €/h) mehr als doppelt so hoch wie in Polen (19,10 €/h).⁵ Aufgrund dieses signifikanten Lohnkostenunterschieds schätzen wir, dass die Investitionskosten in Deutschland zusätzlich um ~ 25 €/kW/a höher liegen.

Zwischenfazit

Basierend auf dem polnischen CONE₂₀₂₅ einer gasbetriebenen OCGT und den Kostensteigerungen durch die weltweit angespannte Liefersituation und den in Deutschland höheren Lohnkosten schätzen wir für Deutschland einen Ausgangs-CONE₂₀₂₆ von 218 €/kW/a. Dieser Wert basiert jedoch auf den polnischen Randbedingungen hinsichtlich Inflationsindexierung und De-Rating-Faktoren. Diese Bedingungen sind im polnischen

² Bobby Noble (EPRI), 5-year waits and rising costs: How demand is redefining the gas turbine market, 23. März 2026: [5-year waits and rising costs: How demand is redefining the gas turbine market | Utility Dive](#)

³ Thunder Said Energy, Gas power: levelized costs of combined cycle gas turbines? 13. Oktober 2025: [Costs of gas-fired power generation? - Thunder Said Energy](#)

⁴ Ebd.

⁵ EU-Vergleich der Arbeitskosten (Jahresschätzung), Statistisches Bundesamt, 2026: [EU-Vergleich der Arbeitskosten \(Jahresschätzung\) - Statistisches Bundesamt](#).

Kapazitätsmechanismus vorteilhafter und wirken sich somit positiv (preissenkend) auf den Gebotspreis aus. Da die genannten Bedingungen im StromVKG schlechter sind, führt dies zu Aufschlägen im Gebotswert. Im nächsten Schritt muss daher ermittelt werden, welche zusätzlichen Aufschläge auf den Ausgangs-CONE₂₀₂₆ sich aus den Bedingungen des StromVKG ergeben.

Inflationsindexierung:

Anders als in anderen europäischen Kapazitätsmärkten (Polen, Vereinigtes Königreich) sieht das StromVKG keine Inflationsindexierung vor. Die Indexierung senkt den Gebotswert, da sich der Barwert der Gebote erhöht. Ohne Inflationsindexierung müssen Investoren den erwarteten Wertverlust auf den Gebotspreis aufschlagen. Basierend auf dem Ausgangs-CONE für Deutschland von 218 €/kW/a beläuft sich dieser Zuschlag auf 24,72 €/kW/a.

Zur Berechnung des Zuschlags werden zwei Nettobarwertbetrachtung durchgeführt: 1) eine Zahlungsreihe mit konstanten Zahlungen und 2) eine Zahlungsreihe mit Inflationsindexierung. Dabei werden folgende Annahmen getroffen:

- Diskontierung durch gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC) vor Steuern von 10,43%. Dies entspricht dem regulatorisch angenommenen Satz im polnischen Kapazitätsmechanismus.
- Für die Inflationsindexierung: Aufzinsung der Kapazitätzahlung mit 2% p.a., angelehnt an das Inflationsziel der EZB.
- Die Indexierung beginnt, analog zum polnischen Kapazitätsmechanismus, mit dem zweiten Verpflichtungszeitraum 2032/33 (Kapazitätzahlung in 2034) und streckt sich bis zur letzten Kapazitätzahlung im Jahr 2047.⁶

Ergebnis: Der Barwert der inflationsindexierten Zahlungsreihe ist um den Faktor 1,11 größer als der Barwert der konstanten Zahlungsreihe. Der Aufschlag berechnet sich daher:

$$218 \frac{\text{€}}{\text{kW}} / a \times (1,11 - 1) = 24,72 \frac{\text{€}}{\text{kW}} / a$$

De-Rating-Faktoren:

Der für die Ermittlung des Höchstwerts herangezogene CONE ist de-rated, jedoch bezogen auf den polnischen De-Rating-Faktor von 93,31%.

$$CONE = CONE_{fixed} \times \frac{1}{De - Rating - Faktor}$$

Um den CONE_{fixed} (vor De-Rating) für den von uns angenommen deutschen Ausgangs-CONE von 218 €/kW/a zu erhalten, rechnen wir zurück:

$$CONE_{fixed} = 218 \frac{\text{€}}{\text{kW}} / a \div \frac{1}{0,938} = 203,42 \frac{\text{€}}{\text{kW}} / a$$

Anschließend wenden wir den De-Rating-Faktor von 85% (StromVKG) an:

$$CONE = 203,42 \times \frac{1}{0,85} = 239,32 \frac{\text{€}}{\text{kW}} / a$$

Der unter Anwendung des deutschen De-Rating-Faktors ermittelte CONE beträgt 239€/kW/a und liegt somit 36€ höher als der CONE unter Anwendung des polnischen De-Rating-Faktors.

⁶ Gemäß § 74 Abs. 3 StromVKG erfolgt die Zahlung 60 Werktage nach Ende des Verpflichtungsjahres und fällt somit ins zweite Kalenderjahr nach Beginn des Verpflichtungsjahres.

Weitere Kostentreiber im StromVKG:

Zusätzlich zu den genannten Aufschlägen müssen Investoren zusätzliche Aufschläge in ihre Gebote aufnehmen, die sich aus weiteren Nachteilen gegenüber dem polnischen Kapazitätsmechanismus ergeben. Diese haben wir nicht quantifiziert. Hierzu gehören:

- Preisspitzenausgleich (Clawback)
- Niedrigere Erlöse aus dem Strommarkt
- Signifikant höhere Pönalen und Sicherheiten
- Späte und nur jährliche, nachschüssige Auszahlung der Kapazitätsvergütung statt einer monatlichen Vergütung
- Strengere Dekarbonisierungsanforderungen
- Kürze Vertragsdauer als in Polen (15 vs. 17 Jahren)
- Investitionskostensteigerung durch Anforderung zur Erbringung von Momentanreserve

Fazit:

Gesamt betrachtet zeigt sich, dass der CONE für Deutschland – und somit der Gebotshöchstwert im StromVKG – wesentlich höher sein müsste als die im StromVKG ausgewiesenen 173 €/kW/a. Dies ist auf folgende drei Hauptgründe zurückzuführen:

1.	Anpassung der Referenztechnologie aufgrund der H2-Readiness-Anforderungen	+ 31 €
2.	Höhere Investitionskosten ggü. dem polnischen Höchstwert aufgrund von:	
	• Angebotsknappheit bzw. hoher weltweiter Nachfrage	+ 30 €
	• Deutlich höheren Lohnkosten in Deutschland	+ 25 €
3.	Aufschläge auf den Gebotswert aufgrund der weniger vorteilhaften Randbedingungen im Vergleich zum polnischen Kapazitätsmarkt	
	• Fehlende Inflationsindexierung	+ 25 €
	• Schlechterer De-Rating-Faktor	+ 36 €
		+147 €

Insgesamt beläuft sich der von uns geschätzte Höchstwert damit auf mindestens 279 €/kW/a. Ein Korrekturfaktor >1 wird hierbei noch nicht einmal beachtet und weitere Kostentreiber (siehe Punkte „Weitere Kostentreiber“) wurden ebenfalls nicht quantifiziert. Dieser Wert ist um 106 €/kW/a höher als der aktuelle Höchstwert im Gesetzentwurf zum StromVKG bzw. 147 €/kW/a höher als der Höchstwert in der letzten polnischen Hauptauktion 2025.

Annex: Parameter zur Ermittlung des Höchstwerts im polnischen Kapazitätsmechanismus (Hauptauktion 2025)⁷

Parameter	Einheit	Gasturbine im einfachen Zyklus oder Kolbenmotor	Gasturbine im einfachen Zyklus oder Kolbenmotor	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
Brennstoffart	–	flüssig	gasförmig	gasförmig
Investitionskosten	Mio. PLN/MW netto	3,54	3,54	7,07
Gewichtete durchschnittliche reale Kapitalkosten vor Steuern	%	10,43	10,43	10,43
Lebensdauer der Einheit	Jahre	20	20	25
Fixkosten	PLN/MW-Jahr	99.100	375 400	316 900
Kapitalkosten	PLN/MW/Jahr	428.100	428 100	804 700
Marge aus dem Energiemarkt	PLN/MW/Jahr	6.600	159 500	411 250
CONE _{fixed}	PLN/kWe/Jahr	521	644	710
De-Rating Faktor	%	93,28 %	93,28 %	93,15 %
CONE (de-rated)	PLN/kWe/Jahr	558	690	762

⁷ Konsultation zur Hauptauktion 2025, polnisches Klima- und Umweltministerium, 13. Juni 2025: <https://legislacja.rcl.gov.pl/docs//574/12398907/13135835/13135836/dokument722185.docx>.