



StromVKG – Was es jetzt für erfolgreiche Ausschreibungen braucht

ENGIE Perspektive: Als globales Energieunternehmen ist ENGIE in mehreren europäischen Ländern mit unterschiedlichen Ausgestaltungsformen von zentralen Kapazitätsmärkten tätig, darunter Belgien, Großbritannien und Italien. In Flémalle (Belgien) hat ENGIE 2025 ein 875 MW GuD-Kraftwerk und in Vilvoorde einen 200 MW/ 800 MWh Batteriespeicher in Betrieb genommen. ENGIE hat durch diese Projekte aktuelle Erfahrung in der Planung und im Projektabschluss der neuesten flexiblen Kapazitäten in Europa gesammelt und teilt diese gern.

Die Bundesregierung hat mit dem Gesetzentwurf zum Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) einen zentralen Schritt zur Sicherung der Versorgungssicherheit eingeleitet. Vor dem Hintergrund der parlamentarischen Beratung möchten wir gern konkrete Hinweise zur Ausgestaltung der kommenden Ausschreibungen mit Ihnen teilen.

Unser Anliegen: Fairer Wettbewerb als Grundlage erfolgreicher Ausschreibungen

Für den Erfolg der Kraftwerksstrategie ist das Auktionsdesign bestimmend. Entscheidend ist dabei insbesondere:

- Ein **diskriminierungsfreies und wettbewerbsförderndes Design**, das allen Akteuren an Bestands- und Neubaustandorten den gleichen Zugang ermöglicht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Neuentwicklung von Standorten spezifische Verzugsrisiken mit sich bringt.
- **Planbare und transparente Rahmenbedingungen**, insbesondere mit Blick auf Klimaneutralität, um unnötige Risikoaufschläge und damit Mehrkosten für den Staat und den Verbraucher zu vermeiden.
- **Ausgewogene und praktikable Teilnahme- und Vertragsbedingungen**, die Investitionen in ausreichendem Umfang tatsächlich ermöglichen. Die Höhe der Pönalen und die entsprechenden Sicherheitsleistungen sind derzeit zu restriktiv ausgestaltet und wirken prohibitiv.

Im aktuellen Entwurf sehen wir zentrale Punkte, die zu weniger Wettbewerb, höheren Kosten und einer möglicherweise verzögerten Realisierung des dringend benötigten Kapazitätsaufbaus führen können und daher dringend angepasst werden sollten.

1. Rücktrittsrecht bei nicht-verschuldetem Verzug (bspw. durch verzögertes Genehmigungsverfahren)

Faire Wettbewerbsbedingungen – auch für neue Marktteilnehmer – müssen im Vordergrund stehen. Es darf keine Rolle spielen, ob an dem Investitionsstandort derzeit ein Kraftwerk betrieben wird. Ein **Level Playing Field für geeignete Standorte** ist zu gewährleisten.



Der Zeitplan für die Ausschreibungen mit Beginn zum 8. September und 22. Dezember 2026 ist sehr ambitioniert, für eine neu zu errichtende Anlage sind aber umfassende **umweltrechtliche Genehmigungen** (insbesondere nach Bundesimmissionsschutzgesetz - BImSchG) erforderlich. Diese können aufgrund des engen Zeitrahmens **erst nach Gebotsabgabe erteilt** werden.

Zwar ist eine BImSchG-Genehmigung keine zwingende Vorbedingung für die Teilnahme an der Auktion. Aber der Bieter kann eine **finale Investitionsentscheidung** erst nach der Erteilung der BImSchG-Genehmigung treffen.

Um eine Gebotsabgabe dennoch zu ermöglichen, sollte es daher dem Bieter **freigestellt werden, vom Zuschlag zurücktreten zu dürfen**, wenn aufgrund der verzögerten oder nur unter Auflagen erfolgten Erteilung der BImSchG-Genehmigung eine fristgerechte Realisierung des Projektes oder ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage absehbar nicht mehr gewährleistet werden kann.

Dem gegenüber steht derzeit das Risiko, eine Nichtrealisierungspönale in Höhe des 1,8-fachen des Gebotswertes zu zahlen im Falle eines unverschuldeten Projektverzugs, bspw. aufgrund der verzögerten Erteilung von Genehmigungen.

§ 54 – Widerruf von Zuschlägen – sollte wie folgt ergänzt werden:

§ 54 Absatz 2: Sollte der Betreiber nicht innerhalb eines Jahres nach Zuschlagserteilung die für den Betrieb erforderlichen Genehmigungen erhalten, können die Parteien den Kapazitätsvertrag widerrufen, ohne dass eine Entschädigung fällig wird, sofern der Nachweis über die Beantragung der entsprechenden Genehmigungen erbracht wird.

2. Flexible Lösungswege aufzeigen für die Dekarbonisierungsanforderung bis 2045

ENGIE begrüßt die Konkretisierung bezüglich der Anforderung an H2-Readiness und dass ein Konzept zum Wasserstoffbetrieb der Anlage mit Gebotsabgabe vorzulegen ist.

Es fehlt jedoch weiterhin eine konkrete Darlegung der Rechtsfolge für den Fall, dass der Wasserstoffbetrieb ohne Verschulden des Betreibers nicht realisiert werden kann. Eine Einpreisung dieses Risikos ist zum heutigen Zeitpunkt schwer bis unmöglich. Um diese Risikoauflage zu verringern, ist es für die Jahre nach 2045 von entscheidender Bedeutung frühzeitig (zur Bekanntgabe der Teilnahmebedingungen) Klarheit über mögliche zusätzliche Unterstützungsmaßnahmen zu erhalten.

Um eine betriebswirtschaftlich sinnvolle dekarbonisierte Option zu ermöglichen, muss die Formel zum Preisspitzenausgleich nach § 81 in Anlage 7 angepasst werden. Aktuell bezieht sie sich lediglich auf den Einsatz von Erdgas.

Die **Formel zum Preisspitzenausgleich nach § 81 in Anlage 7** muss dahingehend geändert werden, dass die Kosten der im Kraftwerk eingesetzten Brennstoffe (einschließlich klimaneutraler Brennstoffe) vollumfänglich berücksichtigt werden.



Es muss zudem sichergestellt werden,

- a) dass keine Pönalen für die Nicht-Verfügbarkeit anfallen für den Zeitraum der technischen Umrüstung der Anlage auf Wasserstoffbetrieb sowie für den Zeitpunkt der Umstellung auf Wasserstoffbetrieb inklusive einer ausreichenden Testphase.

§ 67 – Verpflichtungsfreie Nichtverfügbarkeit – sollte wie folgt ergänzt werden:

§ 67 Absatz 5: Der Kapazitätsverpflichtete kann beim zuständigen Übertragungsnetzbetreiber eine verpflichtungsfreie Nichtverfügbarkeit für einen Zeitraum von bis zu drei Abrechnungsperioden beantragen, in denen die technische Umrüstung der Anlage auf Wasserstoffbetrieb sowie die Umstellung auf den Wasserstoffbetrieb selbst, einschließlich einer ausreichenden Testphase, abgeschlossen sein müssen.

- b) dass keine Pönalen für eine Nicht-Verfügbarkeit anfallen, wenn der klimaneutrale Betrieb aus Gründen nicht realisiert werden kann, die nicht vom Betreiber verursacht sind, wie z.B. fehlender H2-Netzinfrastruktur am Standort.

§ 67 – Verpflichtungsfreie Nichtverfügbarkeit – sollte wie folgt ergänzt werden:

§ 67 Absatz 4: Der Kapazitätsverpflichtete kann beim zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bis spätestens 01.01.2044 eine verpflichtungsfreie Nichtverfügbarkeit beantragen, falls – aus Gründen, die nicht dem Betreiber zuzurechnen sind – der klimaneutrale Betrieb der gebotsgegenständlichen Anlage nicht realisiert werden kann.

3. Ausgewogene und praktikable Teilnahme- und Vertragsbedingungen, die Investitionen in ausreichendem Umfang tatsächlich ermöglichen.

Aus Sicht von ENGIE sind die **Pönalen und die entsprechenden Sicherheitsleistungen unverhältnismäßig hoch** und **nicht sachgerecht** angesetzt.

Nach derzeitigem Stand müssen nach Zuschlagserteilung eine Realisierungssicherheit in Höhe des 1,8-fachen des Gebotspreises sowie eine Verfügbarkeitssicherheit in Höhe des 1-fachen des Gebotspreises hinterlegt werden. Bei einer installierten Kraftwerksleistung von 850 MW und einem Derating-Faktor von 0,85 wären das Sicherheitsleistungen von insgesamt 350 Mio. €, wovon 125 Mio. € als Verfügbarkeitssicherheit bereits 5 Jahre vor der geplanten Inbetriebnahme anfallen.¹

Verstöße gegen die Vorgaben nach § 76 (Ausgleichszahlung für Verfügbarkeitsfehlmengen) und § 80 (Pönale bei unvollständigem Funktionsnachweis) werden bereits hinreichend pönalisiert,

¹ Unter der Annahme, dass der Gebotswert dem Gebotshöchstwert entspricht



so dass die Hinterlegung einer derart hohen Sicherheit 5 Jahre vor Inbetriebnahme und für die vollständige Vertragsdauer nicht gerechtfertigt ist und keinen erkennbaren Mehrwert für die Anreizung eines regelkonformen Verhaltens des Kapazitätsverpflichteten darstellt. Die erheblichen **Kapitalrückstellungen zur Erbringung der Sicherheiten wirken wettbewerbsmindernd und erhöhen die allgemeinen Refinanzierungskosten.**

ENGIE empfiehlt, die Sicherheiten und Vertragsstrafen sachgerecht auszugestalten, um Investitionen in neue Kraftwerksprojekte für möglichst viele Wettbewerber tatsächlich zu ermöglichen. Die Sicherheiten sollten, mit Ausnahme der Gebotssicherheit, unabhängig vom Gebotswert ausgestaltet sein. Die **Rückkehr zu den leistungsabhängigen Sicherheiten** in Anlehnung an das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) in Höhe von **120 Euro/kW (reduziert) für die Realisierungssicherheit und 60 Euro/kW (reduziert) für die Verfügbarkeitssicherheit²** ist ein angemessener und sinnvoller Schritt zu einer wettbewerbsorientierten Auktionsgestaltung.

Zudem ist eine **zeitliche Staffelung der Sicherheitsleistungen** entlang des Projektfortschritts sowie die **Vermeidung unnötiger Doppelbelastungen durch kumulative Sicherheitszahlungen** zu empfehlen.

ENGIE schlägt darüber hinaus vor, dass Garantien der Muttergesellschaft als alternative Darlegung der Sicherheitsleistungen dienen können, wie dies im belgischen Kapazitätsmarkt der Fall ist.

§ 43 – Realisierungssicherheit – sollte wie folgt geändert werden:

Der Kapazitätsverpflichtete muss spätestens am 20. Werktag nach Bekanntgabe des Zuschlags für jedes bezuschlagte Gebot mit einem Verpflichtungszeitraum von mehr als 1 Jahr eine Realisierungssicherheit in Höhe von 120 Euro je Kilowatt zu installierende Leistung (reduziert) leisten.

§ 44 Absatz 1 – Sicherheit für Ausgleichszahlungen und für die Pönale für einen unvollständigen Funktionsnachweis – sollte wie folgt geändert werden:

Der Kapazitätsverpflichtete muss spätestens am 20. Werktag nach der Inbetriebnahme eine Sicherheit für Ausgleichszahlungen nach § 76 Absatz 1 und die Pönale für einen unvollständigen Funktionsnachweis nach § 80 in Höhe von 60 Euro je Kilowatt installierte Leistung (reduziert) leisten.

Im Interesse erfolgreicher Ausschreibungen hält es ENGIE für unerlässlich, dass die Teilnahmebedingungen die aktuellen Dynamik der (globalen) Beschaffungs- und Auftragsnehmermärkte widerspiegeln, die derzeit stark von den Lieferanten bestimmt werden.

Es sollten daher jegliche Verzögerungen von der Nichtrealisierungspönale ausgenommen werden, die nachweislich nicht in der Verantwortung des Betreibers liegen. Zudem sollte die

² In Anlehnung an RegE StromVKG die Hälfte der Realisierungssicherheit



Nichtrealisierungspönale erst 6 Monate später wirksam werden, d.h. frühestens ab dem 1. Mai 2032.

§ 64 – Nichtrealisierungspönale – sollte daher wie folgt geändert werden:

§ 64 Absatz 2: Die Nichtrealisierungspönale beträgt die gebotene reduzierte Leistung multipliziert mit 120 Euro je Kilowatt.

§ 64 Absatz 3: Die Nichtrealisierungspönale fällt nach Ablauf der in Absatz 1 Nummer 2 genannten Frist anteilig in Höhe von

1. einem Zwölftel an, wenn die Frist um bis zu 8 Monate überschritten wird,
2. einem Achtel an, wenn die Frist um 8 bis 10 Monate überschritten wird,
3. einem Sechstel an, wenn die Frist um 10 bis 12 Monate überschritten wird,
4. einem Viertel an, wenn die Frist um 12 bis 14 Monate überschritten wird,
5. der Hälfte an, wenn die Frist um 14 bis 16 Monate überschritten wird,
6. drei Vierteln an, wenn die Frist um 16 bis 20 Monate überschritten wird,
7. vier Vierteln an, wenn die Frist um mehr als 20 Monate überschritten wird.

Im Hinblick auf die Rahmenfestlegung der **Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)** durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die mögliche Einführung von Einspeisenetzentgelten für Erzeuger begrüßt ENGIE den im vorliegenden Gesetzentwurf vorgesehenen Abzug einer möglichen Belastung durch ein arbeitsabhängiges Netzentgelt vom Preisspitzenausgleich. Für bezuschlagte Projekte mit mehrjährigen Kapazitätsverpflichtungen muss sichergestellt werden, dass **später eingeführte Einspeisenetzentgelte die Wirtschaftlichkeit der Angebote nicht untergraben**. Sofern eine solche Belastung nicht bereits vor der Angebotsabgabe endgültig ausgeschlossen wird, ist ein gesetzlicher Ausgleichsmechanismus erforderlich.