Deutschland braucht einen technologieoffenen Kapazitätsmarkt

E.ON-Positionspapier zum Strommarktdesign

September 2026

Versorgungssicherheit dauerhaft absichern

Um die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht zu gefährden, ist es erforderlich, einen technologieoffenen Kapazitätsmarkt zu schaffen. Mit dem Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG) ist ein erster Schritt hierzu erfolgt.

Ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus sollte …

- so liquide und transparent sein wie möglich
- Investitionen in Speichertechnologie ermöglichen
- Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite voll ausschöpfen

Belgischer Kapazitätsmarkt kann als Vorbild dienen

Für eine schnelle Umsetzung sollte sich Deutschland am Modell des belgischen Kapazitätsmarkt orientieren. Dies hätte den Vorteil, dass das belgische Modell bereits wesentliche Elemente enthält und von der EU-Kommission akzeptiert ist. Um den Mechanismus gezielt weiterzuentwickeln, sollten Besonderheiten des deutschen Marktes und Erkenntnisse aus bisherigen Erfahrungen berücksichtigt werden.

Versorgungssicherheit als Ziel

Im Rahmen ihrer Kraftwerksstrategie hat die Bundesregierung das Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG) geschaffen. Der Fokus liegt hierbei auf der Errichtung wasserstofffähiger Gaskraftwerke und Batteriespeichern. Im nächsten Schritt soll nun ein Kapazitätsmechanismus geschaffen werden, der weitere Flexibilitätsoptionen umfasst. E.ON plädiert dafür, sich hierbei an den Regeln für den belgischen Kapazitätsmarkt anzulehnen.

Deutschland braucht einen Kapazitätsmechanismus, weil sich das Stromsystem grundlegend ändert. Mit dem Kohleausstieg gehen gesicherte Erzeugungskapazitäten vom Netz, während Elektrifizierung und wirtschaftliches Wachstum den Strombedarf erhöhen könnten. Zugleich wächst der Anteil wetterabhängiger erneuerbarer Energien. Netzausbau, europäischer Stromhandel und ein flexiblerer Verbrauch bleiben nach Ansicht von E.ON unverzichtbar, reichen aber allein nicht aus, um jederzeit ausreichend gesicherte Leistung verfügbar zu halten. Aus E.ON-Sicht könnten notwendige Investitionen in neue steuerbare und flexible Kapazitäten zu spät oder nicht in ausreichendem Umfang zu erfolgen. Ein Kapazitätsmarkt ist deshalb kein Gegenmodell zum Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern kann diesen absichern: Er schafft einen Investitionsrahmen für gesicherte und flexible Kapazitäten und kann zur Versorgungssicherheit beitragen.

Keine Technologie darf ausgeschlossen werden

E.ON spricht sich daher für die zügige Einführung eines zentralen, technologieoffenen und wettbewerblichen Kapazitätsmarktes aus. Maßstab muss der nachweisbare Beitrag zur Versorgungssicherheit sein – keine einzelne Technologie darf hierbei bevorzugt werden. Neben neuen und bestehenden steuerbaren Kraftwerken müssen insbesondere Batteriespeicher, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, nachfrageseitige Flexibilität sowie über Aggregatoren gebündelte dezentrale Anlagen diskriminierungsfrei teilnehmen können. Auch kleinere Flexibilitäten dürfen nicht durch unverhältnismäßige Mindestgrößen, starre technische Vorgaben oder übermäßige Bürokratie ausgeschlossen werden. Unterschiedliche Technologien sind anhand transparenter und sachgerechter De-Rating-Faktoren nach ihrer tatsächlichen Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit zu bewerten.

Schnelle und einfache Umsetzung steht im Vordergrund

Die gesetzliche Ausgestaltung muss zugleich einfach, investitionsfähig und europäisch anschlussfähig sein. E.ON plädiert für mehrere wettbewerbliche Auktionen mit ausreichendem Vorlauf und bedarfsgerechten Vertragslaufzeiten: lange Laufzeiten für kapitalintensive Neuanlagen, kürzere für Bestandsanlagen und Flexibilitäten. Präqualifikation, Verfügbarkeitstests sowie Pönalen müssen klar, verhältnismäßig und technologieoffen ausgestaltet werden. Bestehende Förderungen sind transparent zu berücksichtigen, ohne systemdienliche Anlagen pauschal von der Teilnahme auszuschließen. Kapazitäten müssen grundsätzlich weiterhin am Strommarkt eingesetzt werden können; ein liquider Sekundärmarkt und eine grenzüberschreitende Teilnahme stärken Wettbewerb und Effizienz. Netzaspekte können über transparente Standortsignale berücksichtigt werden, dürfen den zentralen Markt jedoch nicht in kleinteilige, illiquide Teilmärkte zerlegen.

Notwendige Ergänzung zum Strommarkt

Ein Kapazitätsmarkt ergänzt den bestehenden Strommarkt um eine Vergütung für gesicherte Leistung: Marktteilnehmer erhalten nicht nur Erlöse für tatsächlich erzeugte oder eingesparte Kilowattstunden, sondern auch dafür, dass sie verlässlich verfügbare Kapazität für Zeiten bereitstellen, in denen die Stromnachfrage hoch und die Erzeugung aus Wind- und Solarenergie gering ist. Über wettbewerbliche Ausschreibungen wird festgelegt, welche Kraftwerke, Speicher, flexiblen Verbraucher oder gebündelten dezentralen Anlagen diese Leistung zu den geringsten Kosten bereitstellen können. Der Energy-only-Markt und seine Preissignale bleiben dabei die Grundlage für den Einsatz der Anlagen; der Kapazitätsmarkt schafft ergänzend die langfristige Investitions- und Erlössicherheit, die für Aufbau und Erhalt gesicherter Leistung erforderlich ist.

Entscheidend ist schließlich eine kosteneffiziente und praktikable Finanzierung. Die Kostenverteilung darf weder den Wettbewerb im Energievertrieb verzerren noch für Haushalte und Unternehmen unverhältnismäßige administrative oder finanzielle Belastungen erzeugen. Zugleich muss das Design mit dem europäischen Beihilfe- und Strommarktrecht vereinbar sein und verlässliche Regeln für Mengenfestlegung, Ausschreibung und Abrechnung schaffen.
Als erprobter Ausgangspunkt bietet sich ein zentraler Mechanismus nach belgischem Vorbild an, der an die Struktur des deutschen Stromsystems angepasst und mit einer besseren Einbindung von Speichern, Aggregatoren und nachfrageseitiger Flexibilität weiterentwickelt wird. So kann der Kapazitätsmarkt Versorgungssicherheit, Klimaneutralität und Bezahlbarkeit wirksam miteinander verbinden.

Erprobtes Modell mit Anpassungen versehen

Der belgische Capacity Remuneration Mechanism (CRM) kann ein solcher Ausgangspunkt für das Design eines Kapazitätsmarktes in Deutschland sein. Es werden dabei nach Einschätzung von E.ON einige Anpassungen notwendig sein, um einerseits Unterschiede zwischen den Energiemärkten in Belgien und Deutschland zu berücksichtigen und andererseits um an Stellen, an denen der belgische Markt noch nicht optimal funktioniert, Verbesserungen vorzusehen. Details und notwendige Anpassungen sind auf den folgenden Seiten beschrieben.

Kapazitätsmarkt-Designelemente

1. Wie in Belgien / angelehnt an Belgien:

Bestimmung der Kapazitätslücke
Die Kapazitätslücke wird durch eine langfristige Planung und Simulation der zukünftigen Stromnachfrage und des Angebots ermittelt. Dabei werden u.a. Faktoren wie der Ausbau erneuerbarer Energien, der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen und die Entwicklung des Stromverbrauchs

berücksichtigt. Im Vergleich zum belgischen Markt mit einem singulären Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist hierzu eine Anpassung erforderlich: Die erforderliche Menge an auszuschreibender Leistung könnte durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) auf Basis von Evaluationen der vier deutschen ÜNB festgelegt werden.

Größe der einzelnen Ausschreibungen
Die Ausschreibungen sollten in verschiedenen „Scheiben" erfolgen, um den zukünftigen Bedarf abzudecken. Es wird empfohlen, mindestens zwei separate Auktionen für ein Lieferjahr abzuhalten: eine erste Auktion mit einem Vorlauf von 4 bis 5 Jahren und eine zweite kurz vor dem Lieferjahr.

Systematik des De-Rating-Faktoren
De-Rating-Faktoren werden verwendet, um die tatsächliche Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit verschiedener Technologien zu bewerten. Diese Faktoren berücksichtigen die unterschiedlichen Einsatzzeiten und die Verfügbarkeit der Technologien.

Berücksichtigung neuer und bestehender Anlagen aller Technologien
Der Kapazitätsmarkt sollte technologieoffen sein und sowohl neue als auch bestehende Anlagen berücksichtigen. Dies umfasst neben Gaskraftwerken, KWK-Anlagen auch erneuerbare Energien, Speichertechnologien und flexible Lasten. Dabei ist zu prüfen, ob eine Bonus-/Malus-Regelung für die CO_2-Emissionen bei Leistungserbringung vorgesehen werden soll.

CO_2-Emissionsgrenzwerte
Als Teil der Präqualifizierungsanforderungen sollten CO_2-Emissionsgrenzwerte festgelegt werden, z.B. – wie in Belgien - 550 g/kWh, um die Teilnahme emissionsärmerer Technologien zu unterstützen.

Vorlaufzeit für Vertragsbeginn
Die Vorlaufzeit für den Vertragsbeginn variiert je nach Art der Anlage. Für Neubauten sollte eine längere Vorlaufzeit von etwa 4 bis 5 Jahren vorgesehen werden, während bestehende Anlagen kürzere Vorlaufzeiten haben können.

Vorlaufzeit für Aktivierung
Die Vorlaufzeit für die Aktivierung sollte flexibel gestaltet sein, um auf kurzfristige Bedarfsschwankungen reagieren zu können. Dies kann je nach Technologie und Vertrag variieren. Typisch wäre eine Day-Ahead-Festlegung.

Eckdaten des belgischen Modells

Der belgische CRM (Capacity Remuneration Mechanism) ist ein technologieoffener Kapazitätsmarkt mit De-Rating-Faktoren für unterschiedliche Technologien und Einsatzzeiten sowie mit unterschiedlichen Vertragslaufzeiten (1, 3, 8 oder 15 Jahre). Die notwendigen jährlichen Kapazitäten werden in unterschiedlichen Chargen jeweils vier, zwei und ein Jahr vor dem Anwendungsjahr auktioniert. An den Auktionen können auch – präqualifizierte – Erzeugungs-, Speicher- oder Laständerungskapazitäten aus angrenzenden EU-Mitgliedsstaaten teilnehmen. Die erste Y-4 Auktion für November 2027 bis Oktober 2028 fand im Herbst 2023 statt.

Verfügbarkeitstests
Regelmäßige Verfügbarkeitstests sind notwendig, um sicherzustellen, dass die Kapazitäten im Bedarfsfall tatsächlich verfügbar sind. Diese Tests sollten standardisiert und transparent durchgeführt werden. Die Kosten dieser Tests sollten im Rahmen der Kapazitätsvergütung erstattet werden.

Weitere Präqualifikationskriterien
Die Präqualifikationskriterien sollten einfach und klar definiert sein, um die Teilnahme zu erleichtern. Dazu gehören technische Anforderungen, finanzielle Stabilität und Nachweise über die Verfügbarkeit.

Gebotslimit für bestehende Anlagen
Es sollte ein Gebotslimit für bestehende Anlagen festgelegt werden, um einerseits eine breite Teilnahme von Technologien und dezidierten Anlagen zu ermöglichen, andererseits den administrativen Aufwand zu begrenzen. Zudem sollte eine übermäßige Konzentration von Kapazitäten vermeiden und dadurch der Wettbewerb gefördert werden. Die Limits könnten für die unterschiedlichen Ausschreibungsscheiben separat festgelegt werden.

Gebotsdauer / Vertragslaufzeit
Die Vertragslaufzeiten sollten je nach Art der Kapazität variieren. Zudem sind kürzere Laufzeiten für bestehende Kapazitäten vorzusehen. Für Neubauten sind dagegen längere Verträge erforderlich (z.B. 10 bis 15 Jahre), die aber ein vorzeitiges Kündigungsrecht oder Preisrevisionsklauseln z.B. zur Hälfte der Laufzeit beinhalten sollten.

Dauer der Lastanpassung
Die Dauer der Lastanpassung sollte flexibel gestaltet sein, um auf unterschiedliche Bedarfssituationen reagieren zu können. Dies kann von wenigen Minuten bis zu mehreren Stunden reichen.

Festlegung bestimmter Lieferfenster
Es sollten bestimmte Lieferfenster festgelegt werden, z.B. Spitzen- und Stundenprodukte, wie auch saisonale Leistungserbringung, um die Versorgungssicherheit in kritischen Zeiten zu gewährleisten.

Grenzüberschreitende Teilnahme
Der Kapazitätsmarkt sollte auch die Teilnahme von Kapazitäten aus angrenzenden EU-Mitgliedsstaaten ermöglichen, um die Marktintegration zu fördern.

Möglichkeit zur Selbstfestlegung der Derating-Faktoren
Teilnehmer sollten die Möglichkeit haben, die Deratingfaktoren selbst festzulegen, wobei ein einfaches und bürokratiearmes Verfahren festgelegt werden sollte. Das ist insbesondere sinnvoll für innovative Technologien und für Aggregatoren, die ihr Portfolio am jeweiligen Leistungsversprechen ausrichten können. Bei dieser Selbstfestlegung wird den Verfügbarkeitstest eine besondere Bedeutung zukommen; bei Nicht-Verfügbarkeit sollte eine erhöhte Pönale fällig werden.

Möglichkeit der Erlösstapelung
Den Kapazitäten/Betreibern sollte es erlaubt sein, neben den Kapazitätserlösen durch den Einsatz in unterschiedlichen Märkten oder durch Systemdienstleistungen weitere Deckungsbeiträge zu erzielen, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Da diese Möglichkeit Bestandteil des Auktionsdesigns sind kann dies zu einer kostengünstigen Umsetzung des Kapazitätsmarktes beitragen.

Rückforderungsmechanismus (Clawback)
Ein Rückforderungsmechanismus könnte für bestehende Stromerzeugungsanlagen geprüft werden, um sicherzustellen, dass „Übergewinne" zurückgefordert werden können. Es könnte dazu eine stündliche Abrechnung erfolgen. Die Höhe der stündlichen Preisgrenze könnte z.B. – wie in Belgien - bei 300 €/MWh liegen. Für Speicher und verbrauchsseitige Flexibilität dagegen ist ein Clawback-Mechanismus nicht sinnvoll und „Übergewinne" sind ohne sehr hohen bürokratischen Aufwand auch nicht valide nachweisbar.

Genehmigung zum Handel der Kapazitätszusage
Die Kapazitätszusagen sollten auf einem Sekundärmarkt handelbar sein, um die Flexibilität und Liquidität des Marktes zu erhöhen. Hierbei ist es wichtig, dass beim Handel des reinen Kapazitätsrechts die „Hardware", auf die die Kapazitätszusage übertragen wird, die gleichen Qualitätskriterien erfüllt, wie der Primär-Leistungserbringer.

Nachweis der Lastanpassung / Baseline-Definition
Es müssen klare Regeln für den Nachweis der Lastanpassung und die Definition der Baseline gelten, um die Transparenz und Verlässlichkeit zu gewährleisten.

Kapazitätszahlungen gemäß Auktionsergebnis
Die Kapazitätszahlungen sollten auf jährlicher Basis gemäß dem Auktionsergebnis erfolgen, um die Planungssicherheit für die Teilnehmer zu erhöhen.
Variable Zahlungen
Bei der Aktivierung der Kapazitäten werden – vorbehaltlich des Clawback-Mechanismus – für die Strombereitstellung oder Lastreduktion der Marktpreis vergütet.

2. Berücksichtigung deutscher Besonderheiten

Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber:
In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), während Belgien nur einen hat.
Lösung: Eine Koordination zwischen den deutschen ÜNB ist entscheidend, um eine einheitliche Umsetzung des Kapazitätsmarkts zu gewährleisten. Möglicherweise könnte eine zentrale Plattform zur Abstimmung und Verwaltung geschaffen werden, die alle ÜNB integriert.

Regionale Verteilung der Erzeugungstechnologien:
Es gibt in Deutschland eine regionale unterschiedliche Verteilung der Erzeugungstechnologien.
Lösung: Lokale Signale könnten durch regionale Kapazitätsauktionen gesetzt werden, die an die spezifischen Bedürfnisse und Kapazitätsanforderungen der jeweiligen Region angepasst sind.

Lokale Signale im Kapazitätsmarktdesign:
In Belgien gibt es kein System zur regionalen Anpassung der Kapazitätszahlungen.
Lösung: Deutschland könnte ein solches System einführen, um sicherzustellen, dass Regionen mit höheren Kapazitätsbedarfen oder spezifischen technologischen Anforderungen angemessen berücksichtigt werden. Dies könnte auch durch den Einsatz von digitalen Plattformen für Echtzeitanalysen und Optimierungen unterstützt werden.

Erzeugungsportfolio:
Deutschland hat ein wesentlich vielfältigeres und fluktuierendes Erzeugungsportfolio mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.
Lösung: Um die Integration erneuerbarer Energien zu fördern, könnten in den Kapazitätsauktionen spezielle Anreize für flexible, kurzfristig aktivierbare Last-, Erzeugungskapazitäten und Speicherlösungen entwickelt werden. Dies würde helfen, die Netzstabilität bei schwankender erneuerbarer Erzeugung zu verbessern.

3. Verbesserungen auf Basis belgischer Erfahrungen

Bessere Berücksichtigung von Speichern und verbrauchsseitiger Flexibilität:
Herausforderung: Auktionen sollten gezielt Anreize für Speicher und Lastanpassung schaffen.
Lösung: Einführung von speziellen Auktionen oder Bonusmechanismen für Speicherlösungen und verbrauchsseitige Flexibilität.

Handel der Kapazitätsverträge im Sekundärmarkt:
Herausforderung: Der Handel ist zeitlich zu begrenzt.
Lösung: Verlängerung der Handelszeiträume und Einführung flexibler Handelsfenster bis nahe an den Aktivierungszeitpunkt heran für mehr Marktteilnahme.

Einbindung von Aggregatoren:
Herausforderung: Die Regeln sind unklar und beschränken die Flexibilität.
Lösung: Klarere regulatorische Rahmenbedingungen schaffen und Aggregatoren ermöglichen, mit flexiblen Portfolien an Auktionen teilzunehmen. Die Leistungserbringung sollte im Vordergrund stehen.

Bestimmung des De-Rating-Faktors für Aggregatoren:
Herausforderung: Spezielle Systematik für Aggregatoren fehlt.
Lösung: Entwicklung einer dynamischen Systematik für den De-Rating-Faktor von Aggregatoren, die höhere Faktoren bei über die Gebotsmenge hinausgehender Leistungserbringung ermöglicht.

Spezielle Handhabung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen:
Herausforderung: Spezifische Anforderungen für KWK-Anlagen und /mit Wärmespeicher fehlen.
Lösung: Einführung spezieller Anreize und Regelungen für KWK-Anlagen, die mit Wärmespeichern kombiniert sind, um deren Flexibilität zu erhöhen.

Integration erneuerbarer Energien:
Herausforderung: Fluktuierende erneuerbare Erzeugung wird nicht ausreichend integriert.
Lösung: Förderung von flexiblen und hybriden Erzeugungskapazitäten, die erneuerbare Energien und Speicher miteinander kombinieren.

Bestehende Fördersysteme
Herausforderung: Teilnahme von geförderten Bestandsanlagen an Kapazitätsauktionen.
Lösung: Zulassen von „Doppelförderung“ etwa für nach dem EEG oder dem KWK-G geförderte Anlagen, elektrische Wärmeerzeuger und Wärmespeicher, um das gesamte Potenzial des Energiesystems zu nutzen und die Kosten des Kapazitätsmarktes zu begrenzen.

Hybride Sektorenkopplungsanlagen
Herausforderung: Einbindung von hybriden Industrieanlagen oder Raumwärmeanwendungen, die die Stromabnahme erhöhen oder reduzieren können, dabei aber zur alternativen Nutzenergieherstellung fossil (perspektivisch Wasserstoff-) befeuerte Prozesse einsetzen.
Lösung: Zulassen mit jährlichem CO_2-Emissionen-Gesamtbudget, in dem vermiedene und zusätzlich emittierte Emissionen gegeneinander aufgerechnet werden.

Technologische Innovation:
Herausforderung: Mangelnde Förderung neuer Technologien.
Lösung: Die Einführung von Innovationsprämien, Bonus-Faktoren oder verbesserte De-Rating-Faktoren für technologische Entwicklungen, die zur Netzstabilität und Effizienz beitragen, sollte geprüft werden. Allerdings sollte der Kapazitätsmarkt in erster Linie der Versorgungssicherheit dienen.

Andre Kunter
Political Affairs Manager

+49 (0) 162 2554738
andre.kunter@eon.com

it's on us
to make new energy work.

eon.com
Political-affairs@eon.com
e·on