

Berlin, 3. Februar 2026

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

zu den CISAF Anforderungen für einen Kapazitätsmarkt

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung und Motivation	3
2	Anforderung 5: Technologieoffenheit.....	4
3	Anforderung 6: Bedarfsnachweis	5
4	Anforderung 7: Self-De-Rating	6
5	Anforderung 8: Cross-Border Participation	7
6	Anforderung 9: Gebots- und Preisobergrenzen.....	8
7	Anforderung 10: Verteilung der Kapazitätsmenge	10
8	Anforderung 12: Bekanntgabe Ausschreibungsbedingungen	11
9	Anforderung 14: Auktionsdesign	12
10	Anforderung 15: Sekundärmarkt.....	13
11	Anforderung 17: Vertragslängen	15
12	Anforderung 18: Produktlaufzeit.....	16
13	Anforderung 19: Abrufverpflichtung	17
14	Anforderung 20: Pönalisierung.....	18
15	Anforderung 21: Verhältnis zu SDL-Märkten.....	20
16	Anforderung 22: Flexibilitätsanforderung.....	22
17	Anforderung 24: Verhältnis zu anderen Beihilfen	25
18	Anforderung 26: Kostenverteilung	29
19	Anforderung 29: Verfügbarkeitsverpflichtung und Produktdefinition	32
20	Fazit und Ausblick.....	34

1 Einleitung und Motivation

Mit dem fortschreitenden Kohleausstieg und dem vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergienutzung sowie der Transformation hin zu einem dekarbonisierten Stromsystem wächst die Herausforderung, gesicherte und spätestens bis zum Jahr 2045 CO₂-neutrale gesicherte Stromerzeugungsleistung zur Deckung der Residuallast bereitzustellen. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung nach zahlreichen politischen Diskussionen, die seit 2009 immer wieder geführt wurden, die Einführung eines Kapazitätsmarktes angekündigt, mit dem Ziel, diesen bis 2027 zu implementieren. Bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes ist es wichtig, ganzheitlich zu denken und die Wechselwirkungen auf die Anforderungen für das Strom- und Gasnetz sowie auf den Wärme- und Gasmarkt im Rahmen der Transformation des Energiesystems, insbesondere auch in urbanen Räumen, zu berücksichtigen.

Die EU-Kommission hat im Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) Vorgaben zu Kapazitätsmärkten und somit einen wichtigen ersten Schritt hin zu einer systematischen und beihilferechtlich tragfähigen Ausgestaltung geschaffen. Diese Vorgaben bilden Leitplanken, um im Rahmen des Kapazitätsmarktes das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit in Einklang zu bringen.

Ziel des CISAF-Frameworks ist es ein "Fast-Track"-Verfahren zu etablieren, um schnelle beihilferechtliche Genehmigungsverfahren zu gewährleisten. Viele Vorgaben sind somit als Rahmen für die Schaffung eines Kapazitätsmarktes zu sehen. Darüber hinaus müssen weitere Umsetzungsfragen noch detailliert ausgestaltet werden, um ein funktionsfähiges Gesamtsystem zu gewährleisten. Der BDEW möchte mit diesem Papier die im CISAF-Rahmen enthaltenen Vorgaben diskutieren und weiterdenken. Dabei werden nicht alle CISAF-Anforderungen aufgegriffen, da nicht alle Kriterien für die Einführung eines Kapazitätsmarktes erforderlich sind.

Zentrales Ziel des künftigen Kapazitätsmarktes ist es, die Stromversorgung in Knappheitssituationen abzusichern und für gesicherte Leistung ein zusätzliches Einkommen zu generieren. Dieses soll in Kombination mit den Einkommen aus Großhandels- und Regelenenergiemärkten, Investoren eine langfristige Einnahmequelle bieten und gleichzeitig die Integrität der Großhandels- und Regelenenergiemärkte wahren. Dadurch werden Marktverzerrungen minimiert. Dies ist ein entscheidender Faktor, um die Energiepreise für Verbraucher zu senken.

In einigen Aspekten ist es allerdings aufgrund nationaler Gegebenheiten notwendig, über CISAF hinausgehende Regelungen zu treffen, z. B. um zu sicherzustellen, dass Neuanlagen auch an system- und netzdienlichen Standorten im Stromnetz angereizt werden können. Dies bedeutet insbesondere einen notwendigen Zubau im Süden Deutschlands, um die beim Transport des Stroms von Nord- und Nordost nach Süd- und Südwestdeutschland vermehrt auftretenden Netzengpässe auszugleichen, berücksichtigt aber auch lokal benötigte Systemdienstleistungen sowie standortspezifische Potenziale wie die Nähe zu Wärmenetzen.

2 Anforderung 5: Technologieoffenheit

- › **CISAF Anforderung:** *Der Kapazitätsmechanismus muss allen Technologien, Empfängern und Vorhaben offenstehen, die transparente, objektive und diskriminierungsfreie technische und umweltbezogene Anforderungen erfüllen. Es sind keine weiteren Kriterien festgelegt. Für die Teilnahme darf die geforderte **Mindestkapazität höchstens 1 MW** (herabgesetzt) oder die geforderte **Mindestlieferdauer höchstens 1 Stunde** betragen, und die **Aggregation muss zulässig** sein*
- › **Problemstellung:** Bei der Ausgestaltung der Technologieoffenheit ist zwischen drei Punkten zu unterscheiden:
 - **Mindestkapazität von 1 MW (de-rated):**
Die Einbindung sämtlicher Anlagen – einschließlich kleiner und dezentraler Einheiten – ist wichtig, um das verfügbare Potenzial vollständig zu nutzen. Gleichzeitig muss jedoch sichergestellt werden, dass eine ausreichende Kontrollier- und Messbarkeit gewährleistet bleibt.
 - **Zulässigkeit der Aggregation:**
Die Möglichkeit, Gebote von mindestens 1 MW zu aggregieren, ist entscheidend, um auch Kleinstanlagen und flexible Erzeugungskapazitäten in den Markt zu integrieren, Wettbewerb zu stärken und damit zu geringeren Kosten beizutragen. Hierbei ist es wichtig, dass auch Aggregatoren von Nachfrageflexibilität sowie Aggregatoren, die nicht die Anlagenbesitzer sind, teilnehmen können. Allerdings besteht bei einer weitgehenden Aggregation unterschiedlicher Technologien und Kapazitäten das Risiko einer verringerten Transparenz sowie potenzieller Marktverzerrungen („Gambling“), was in den Lieferbedingungen und Pönalen adressiert werden muss.
 - **Mindestlieferdauer von einer Stunde:**
Eine zu starke Fragmentierung der Produkte könnte zwar das Angebot erhöhen, führt jedoch zu erhöhter Komplexität – insbesondere in Stresssituationen, wenn zahlreiche kurzfristige (z. B. viertelstündliche) Kapazitäten koordiniert werden müssten.
- › **BDEW-Position:** Der BDEW spricht sich dafür aus, den Kapazitätsmarkt so einfach und übersichtlich wie möglich zu gestalten, ohne dabei die Teilnahme von Flexibilitäten und dezentralen Anlagen einzuschränken. Dementsprechend schlägt der BDEW eine Mindestkapazität von 1 MW und eine Mindestlieferdauer von einer Stunde vor. Aggregation muss dabei, wie in CISAF vorgesehen, zulässig sein.

3 Anforderung 6: Bedarfsnachweis

- › **CISAF-Anforderung:** *Der Mitgliedstaat muss bestätigen, dass er beurteilt hat, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen durch eine strategische Reserve ausgeräumt werden können.*
- › **Problemstellung:** Die Strombinnenmarktverordnung (Artikel 23 und 24) eröffnet zwei Wege, um den Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung nachzuweisen: über ein europäisches Monitoring (den ERAA-Bericht) oder über nationale Verfahren (wie das deutsche Versorgungssicherheitsmonitoring, VSM). Beide Berichte zeigen übereinstimmend, dass in Deutschland in den kommenden Jahren eine Versorgungslücke entstehen wird. Diese Feststellung belegt zwar den Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten, lässt jedoch offen, mit welchem Instrument dieser Bedarf gedeckt werden soll.

Die Wahl des geeigneten Instruments ist daher nicht allein eine Frage der Diagnose, sondern der politischen und regulatorischen Ausgestaltung. Strategische Reserven sind im Vergleich zu Kapazitätsmärkten weniger geeignet, um den benötigten Neubau von gesicherter Leistung anzureizen. Ein Vergleich mit anderen europäischen Staaten zeigt, dass Belgien, Frankreich und das Vereinigte Königreich unter ähnlichen Voraussetzungen Kapazitätsmärkte eingeführt und von der EU-Kommission genehmigt bekommen haben.

Zu unterscheiden sind der ERAA und VSM-Bericht von der Bedarfsermittlung und Dimensionierung des Kapazitätsmarktes, welche von der EU Kommission gesondert genehmigt werden muss.

- › **BDEW-Position:** Angesichts des hohen und weiter steigenden Zubau- und Investitionsbedarfs an gesicherter Leistung sowie der Ineffizienz, neue Kraftwerke lediglich für den Einsatz in Reserve vorzuhalten, sieht der BDEW in den meisten CISAF-Anforderungen keine wesentlichen Hürden für die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland.

4 Anforderung 7: Self-De-Rating

- › **CISAF-Anforderung:** „Der Mitgliedstaat bestätigt, dass De-Rating-Faktoren gemäß Kriterium 1 festgelegt wurden. Die Multiplikation des maßgeblichen De-Rating-Faktors mit der installierten Kapazität einer Einheit ergibt die Standardkapazität (in MW), die am Kapazitätsmechanismus teilnehmen kann. Kapazitätsanbieter dürfen im Einzelfall vom Standard-De-Rating-Faktor für die betreffende Technologie abweichen (um bis zu **mindestens 15 %** des Standard-De-Rating-Faktors dieser Technologie). In diesem Fall müssen Kapazitätsanbieter mit Vertragsstrafen im Zusammenhang mit ihrem individuellen De-Rating-Faktor rechnen.“
- › **Problemstellung:** Aus Sicht der Systemverantwortlichen, die in Knappheitssituationen operativ die Versorgungssicherheit gewährleisten und umfassende Kenntnisse über den Beitrag von Technologien für das Gesamtsystem haben, machen zentral bestimmte De-Rating-Faktoren innerhalb eines Kapazitätsmarktes insbesondere Sinn. Die Marktteilnehmer können hingegen einzelne Anlagen beurteilen und deren konkrete Verfügbarkeit (z.B. Verfügbarkeit von Anlagen ohne De-Rating-Faktor oder bei Kleinstflexibilitäten wie Wärmepumpen) einschätzen. Somit können sie besser beurteilen, für wie viel gesicherte Leistung ihr spezifisches Portfolio, wann und wie lange verfügbar ist.
Es ist wichtig, den Zusammenhang zwischen den De-Rating-Faktoren und dem Sekundärmarkt zu berücksichtigen, da eine Anlage im Knappheitsfall entweder vollständig zur Verfügung steht oder nicht. Wenn eine Anlage nicht zur Verfügung steht, muss die bezuschlagte Menge im Sekundärmarkt beschafft werden. Andersherum können Anlagen, die vollständig (d. h. mehr als die durch De-Rating bezuschlagte Menge) zur Verfügung stehen, ihre zusätzliche Leistung auf dem Sekundärmarkt anbieten.
- › **BDEW-Position:** Der BDEW sieht die Möglichkeit der Abweichung vom vorgegebenen De-Ratingfaktor kritisch und empfiehlt stattdessen die Einführung von Service-Level-Agreements nach belgischem Vorbild, um Flexibilitäten und Innovationen zu berücksichtigen. Der Verzicht auf Self-De-Rating sollte nicht zu erheblichen Verzögerungen im Prozess der beihilferechtlichen Genehmigung führen.

Darüber hinaus können Kapazitätsinhaber, die eine höhere Verfügbarkeit als im Standard-De-Rating abgebildet nachweisen können, diese über den Sekundärmarkt vermarkten. Für Kapazitäten, die vom De-Rating nach unten abweichen möchten, muss es den Bietenden offenstehen, weniger Kapazität als die De-Rating-reduzierte Leistung anzubieten. Ein Gebotszwang darf in diesem Fall nicht bestehen.

Sollte CISAF-konform Self-De-Rating ermöglicht werden, muss sich dies unmissverständlich in der Höhe der Pönalen widerspiegeln.

5 Anforderung 8: Cross-Border Participation

- › **CISAF-Anforderung:** *Der Kapazitätsmechanismus muss im Einklang mit der ACER-Methode für eine grenzüberschreitende Teilnahme offen sein. Die maximale Eintrittskapazität muss auf der Grundlage der ACER-Regeln festgelegt werden.*
- › **Problemstellung:** Die Einbindung ausländischer Kapazitäten in einen nationalen Kapazitätsmarkt ist für die Versorgungssicherheit sowie die Integration europäischer Energiemärkte von wesentlicher Bedeutung. Dabei lassen sich zwei grundlegende Modelle unterscheiden: die implizit und die explizite Teilnahme.

Die *implizite Teilnahme*, bei der ausländische Kapazitäten bei der Bedarfsermittlung berücksichtigt werden, kann deutlich schneller umgesetzt werden, da keine Verträge mit ausländischen Kapazitäten erforderlich sind, sondern deren implizite Beiträge zur nationalen Versorgungssicherheit Deutschlands abgeschätzt und bei der Dimensionierung berücksichtigt werden. Hierbei erfolgt jedoch keine separate Vergütung der ausländischen Kapazitäten.

Eine *explizite Teilnahme*, wobei ausländische Kapazitäten direkt am Kapazitätsmarkt teilnehmen, erfordert insbesondere im zentral in Europa gelegenen Deutschland komplexe vertragliche Vereinbarungen mit den Netzbetreibern und Kapazitätsinhabern in allen Nachbarländern, was den Prozess der Einführung eines Kapazitätsmarktes verlangsamen könnte. Die direkte Teilnahme ausländischer Kapazitäten ermöglicht bei effizienter Umsetzung eine marktgerechtere Integration. Die explizite Teilnahme führt zu hohem Aufwand auf Seiten der TSOs, welcher sich in Netzentgelten und/oder Umlagen niederschlägt. Daher wird die explizite Teilnahme in den ACER-Regeln und im Clean Energy Package vorgeschrieben und nach und nach in den bestehenden Kapazitätsmärkten umgesetzt.

- › **BDEW-Position:** Die explizite Teilnahme sollte gemäß den europäischen Vorgaben umgesetzt werden, um eine Harmonisierung der europäischen Märkte zu erreichen. Um jedoch eine schnelle Einführung eines Kapazitätsmarktes zu ermöglichen, sollte ein Einführungsplan zur schrittweisen Umsetzung der grenzüberschreitenden Teilnahme festgelegt werden, der ausreichend Zeit für die Aushandlung der bilateralen Verträge zwischen den TSOs unter Einbeziehung der Kapazitätsinhaber gewährleistet.

Da aus Ländern ohne Kapazitätsmarkt Gebote gegen Null zu erwarten sind, ist hier eine implizite Teilnahme im Sinne einer schnellen Einführung ausreichend, um die Komplexität zu reduzieren. Ländern mit Kapazitätsmarkt sollte hingegen möglichst frühzeitig eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt ermöglicht werden.

6 Anforderung 9: Gebots- und Preisobergrenzen

- › **CISAF Anforderung:** *Das maximale Nachfrageziel für die Ausschreibung sollte auf der Grundlage der Ergebnisse des zentralen Referenzszenarios für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene berechnet werden, damit der gemäß Kriterium 1 bestimmte Zuverlässigkeitsstandard erreicht wird. Eine Nachfragekurve sollte so festgelegt werden, dass die Nachfrage proportional verringert wird, wenn die Preise in der wettbewerblichen Ausschreibung, die zur Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards verwendeten CONE übersteigen.*

Es können Gebotsobergrenzen eingeführt werden. Wenn Gebotsobergrenzen verwendet werden, müssen sie:

- a) *so festgelegt werden, dass eine ineffiziente vorzeitige Schließung bestehender Anlagen auf der Grundlage einer detaillierten Schätzung der Kosten und Einnahmen pro Referenzvorhaben vermieden wird, und*
- b) *durch ein Verfahren für einzelne Ressourcen ergänzt werden, um gegenüber der nationalen Regulierungsbehörde eine Ausnahme von der Preisobergrenze auf der Grundlage der spezifischen Kosten dieser Ressourcen zu begründen.*

- › **Problemstellung:** Die Festlegung von Preis- und Gebotsobergrenzen in Auktionen stellt eine zentrale Herausforderung im Auktionsdesign dar.

Gebotsobergrenzen begrenzen die erlaubte Höhe der Gebote und sollen Ausnutzung von Marktmacht vermeiden.

- Preisobergrenzen begrenzen die Höhe der Zahlung an den Kapazitätsinhaber beim Clearing der Ausschreibung und dienen der Marktstabilität sowie der besseren Prognostizierbarkeit der Kosten.

Die Idee von gestaffelten **Gebotsobergrenzen** für Bestands- und Neuanlagen zielt im CISAF vorgesehenen Fall mit einem Clearingpreis darauf ab, vor der Ausübung von Marktmacht und vor strategischem Bieten im Portfolio zu schützen und sowohl Bestand- als auch Neuanlagen angemessen zu vergüteten. Gestaffelte Gebotsobergrenzen können sicherstellen, dass sowohl Bestand- als auch Neuanlagen angemessen vergütet werden. Auf der anderen Seite bergen Gebotsobergrenzen die Gefahr, dass notwendige Investitionen in die Modernisierung oder den Weiterbetrieb bestehender Anlagen nicht refinanziert werden können. Wenn sie eingeführt werden, sind Gebotsobergrenzen so zu wählen, dass sinnvolle Investitionen trotzdem durchgeführt werden.

Preisobergrenzen können sinnvoll sein, wenn sie nicht zu stark in den Wettbewerb eingreifen, aber die Ausübung von Marktmacht begrenzen können. Die Definition der

Preisobergrenze hat jedoch unmittelbare Auswirkungen auf den Wettbewerb in den Ausschreibungen und sollte einen möglichst geringen Eingriff in den Markt darstellen. Darüber hinaus muss eine Preisobergrenze sicherstellen, dass auch neue Technologien in den Markt eintreten können.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW sieht die Einführung einer Preisobergrenze kritisch, da eine zu niedrige Preisobergrenzen Investitionen verhindern würde.

Sollten dennoch Obergrenzen eingeführt werden, müssten mögliche Regeln für die Ausgestaltung möglichst einfach und unbürokratisch sein. Die Höhe der Preisobergrenzen muss vor jeder Ausschreibung überprüft und an Kostenentwicklungen, wie beispielsweise den Brennstoffpreisen, den CO₂-Kosten sowie den Bau- und Finanzierungskosten, angepasst wird. Insgesamt sieht der BDEW in einer indexierten Ausgestaltung der Preisobergrenze einen notwendigen Baustein, um Versorgungssicherheit, Marktintegrität und Investitionsbereitschaft gleichermaßen zu gewährleisten.

In den CISAF-Anforderungen findet eine Festlegung für maximale Kapazitätzahlungen vor allem über den Cost of New Entry (CONE)-Wert statt. Der CONE-Wert sollte anhand einer klimafreundlichen Technologie, wie H2 Kraftwerken, berechnet werden, um sicherzustellen, dass Investitionen in klimafreundliche Technologien finanziell möglich sind. Der CONE-Wert darf nicht dazu führen, dass das Kapazitätsniveau unterschritten wird. Für eine Preisobergrenze empfiehlt sich zusätzlich zum CONE noch ein prozentualer Sicherheitsaufschlag, um robuster gegen mögliche Fehlkalkulationen bei der Berechnung des CONEs zu sein.

Langfristige Zahlungen für mehrere Jahre sollten an die Inflation gekoppelt sein. Dadurch wird der Effekt der Inflationsentwicklung sozialisiert und ein Level-Playing Field geschaffen, in welchem nicht jeder Bieter eigene Annahmen für die Inflationsentwicklung treffen muss.

Gestaffelte Gebotsobergrenzen für Bestandsanlagen würden Sinn ergeben, wenn man die Ausübung von Marktmacht befürchten müsste. Aufgrund der heterogenen Marktsituation empfiehlt der BDEW daher darauf zu verzichten.

7 Anforderung 10: Verteilung der Kapazitätsmenge

- › **CISAF Anforderung:** *4-6 Jahre vor dem Lieferfenster sollte eine wettbewerbliche Ausschreibung für 75-90 % des für das Lieferfenster veranschlagten Nachfrageziels durchgeführt werden. In einem kürzeren Zeitraum vor der Lieferung können wettbewerbliche Ausschreibungen zur Anpassung durchgeführt werden, wobei die Vorlaufzeit für die Entwicklung der Laststeuerung und der Speicherung zu berücksichtigen ist.*
- › **Problemstellung:** Je früher die Ausschreibung erfolgt, desto mehr Planungssicherheit haben der Systemverantwortliche und die Kapazitätsinhaber, insbesondere was die Verfügbarkeit von Bestandsanlagen betrifft. Außerdem muss ausreichend Bauzeit für den Neubau von Kraftwerken berücksichtigt werden. Gleichzeitig nimmt mit einer früheren Ausschreibung die Ungenauigkeit in der Bedarfsprognose zu.

Darüber hinaus ist es zielführend, möglichst große Mengen technologieoffen auszuschreiben, um den größtmöglichen Wettbewerb zu erreichen. Jedoch ist es insbesondere bei der Lastflexibilität meist nicht möglich, ihre Kapazitäten fünf Jahre im Voraus vorherzusagen. Dennoch muss diese auch in der frühzeitigen Auktion zugelassen sein.

Je früher die Ausschreibungen für langfristige Verträge stattfinden, desto mehr Zeit haben auch kleinere Teilnehmer, den erforderlichen Zubau bis zum Erfüllungszeitpunkt zu realisieren. Gleichzeitig besteht in den nächsten Jahren ein hoher Zeitdruck beim Zubau steuerbarer Kapazitäten, bei dem jedes Jahr relevant ist. Es kann zielführend sein, nach belgischem Vorbild eine zusätzliche Auktion (T-2) einzuführen. Dies hat den Vorteil, dass zu diesem zwei Jahre vor Erfüllung die Terminmärkte liquide sind, die Marktteilnehmer mehr Flexibilität haben und ausreichend Zeit für den Zubau von Speichern haben.

Wenn in T-1-Auktionen zu großen Mengen auktioniert werden sollen, besteht die Gefahr, dass sich diese bei Unterzeichnungen nicht mehr korrigieren lässt. Insbesondere in den ersten Auktionen ist die Bedarfsermittlung herausfordernd, da es keine Erfahrungswerte über das Potenzial unterschiedlicher Technologien gibt.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW begrüßt die Vorgaben des CISAF und schlägt eine Aufteilung der technologieoffenen Ausschreibung – in eine T-4 oder T-5-Auktion und eine korrigierende T-1-Auktion – vor. Für die T-1 Auktion wird der Gesamtbedarf für das Erbringungsjahr neu berechnet. Die im CISAF vorgeschriebene Verteilung ist daher einzuhalten, jedoch sollte von einer genauen Prozentangabe abgesehen werden. Zu Beginn ist es sinnvoll, sich auf wenige Ausschreibungen zu fokussieren. T-2 Auktionen können ebenfalls zielführend sein, bisher liegen keine Erfahrungswerte vor, ob die T-2 Auktionen in Belgien und in Deutschland zu den gewünschten Ergebnissen führen.

8 Anforderung 12: Bekanntgabe Ausschreibungsbedingungen

- › **CISAF-Anforderung:** *Alle Teilnahmeregeln und Anforderungen für die wettbewerbliche Ausschreibung müssen mindestens sechs Wochen vor Ablauf der Frist für die Einreichung von Angeboten veröffentlicht werden.*
- › **Problemstellung:** Die unternehmensinterne Vorbereitung der Teilnahme an Auktionen bzw. die Reaktion auf die Ausschreibung, inklusive der Veröffentlichung von Auktionsterminen erfordert einige Zeit. Insbesondere neue und/oder kleine Marktteilnehmer benötigen mehr Zeit, um sich auf gegebenenfalls veränderte Ausschreibungsbedingungen vorzubereiten. Im Sinne der Reduzierung von Marktzutrittsbeschränkungen sind die Veröffentlichungsfristen für die Ausschreibungsrunde zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt angemessen zu wählen.
- › **BDEW-Position:** Aus Sicht des BDEW ist es für Bietende notwendig mindestens eine Frist von acht Wochen einzuhalten. So haben alle beteiligten Akteure ausreichend Zeit für die Festlegung der Ausschreibungsbedingungen sowie zur Vorbereitung auf die Ausschreibungen. Insbesondere kann diese Frist auch dazu beitragen die Marktzugangshürden gerade für neue und kleine Marktteilnehmer so gering wie möglich zu halten.

9 Anforderung 14: Auktionsdesign

- › **CISAF-Anforderung:** *Die Empfänger müssen im Wege einer wettbewerblichen Ausschreibung ermittelt werden, bei der die Angebote nur nach ihrem Preis pro herabgesetzter (de-rated) Einheit der verfügbaren Kapazität pro Jahr eingestuft werden, und die Beihilfe muss auf der Grundlage des Clearingpreises gezahlt werden.*

- › **Problemstellung:** Die Ausgestaltung des Auktionsdesigns bringt eine Reihe von Herausforderungen und Wechselwirkungen mit anderen Designelementen mit sich. Ziel ist es eine möglichst einfach zugängliche Auktion durchzuführen, um den Wettbewerb zu maximieren, die Ausnutzung von Marktmacht zu minimieren und ein möglichst kosteneffizientes Ergebnis zu erzielen.

Darüber hinaus hat es Vorteile, möglichst viele Informationen über das Preisniveau des Marktes zu erhalten, um bei Bedarf regulatorische Anpassungen auf Basis dieser Informationen durchführen zu können.

Während bei Pay-as-cleared der Fall eintreten kann, dass Teilnehmern mit niedrigen Geboten einen höheren Preis gezahlt wird, hat Pay-as-bid den Nachteil, dass die Marktteilnehmer ihre Gebote auf Basis des erwarteten Zuschlagswertes strategisch anpassen. Beides kann zu ineffizienten Auktionsergebnissen führen.

Ebenso haben Auktionsformate wie das sealed bid und Descending-Clock-Auctions in anderen Ländern jeweilige Vor- und Nachteile. Es ist davon auszugehen, dass das Auktionsformat nach der Implementierung nachreguliert werden muss. Dabei ist zu beachten, dass die Planbarkeit für die Marktteilnehmer gewährleistet bleibt und das System vor Überkomplexität geschützt wird.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW begrüßt das Pay-as-cleared-Verfahren, da es zu effizienten Marktergebnissen führt, anhand derer das Auktionsdesign kontinuierlich verbessert werden kann. Die Sorge, dass bezuschlagte Anlagen übermäßige Gewinne erzielen, wird durch die Reliability Option adressiert.

Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass sich die Descending-Clock-Auction als Auktionsformat bewährt hat. Im Sinne einer schnellen und erfolgreichen Umsetzung empfiehlt der BDEW, dieses Auktionsformat auch in Deutschland einzuführen. Darüber hinaus ist es zielführend, nachfrageseitig flexibel auf die Angebote reagieren zu können, um ohne großen Kostenaufschlag im sinnvollen Maß zusätzliche Kapazitäten bezuschlagen oder im Fall großer Kostensprünge die Nachfrage reduzieren zu können. Eine elastische Nachfrage um den Kapazitätszielwert begrenzt somit das Risiko für die Verbraucher.

10 Anforderung 15: Sekundärmarkt

- › **CISAF Anforderung:** *Die Empfänger müssen ihre Kapazitätsvereinbarung bis mindestens 2 Monate vor Beginn des Lieferfensters an einen anderen Kapazitätsanbieter verkaufen dürfen.*
- › **Problemstellung:** Kapazitätsinhaber können kurz- und mittelfristig Ausfälle haben. In diesen Fällen kann die Pönale vermieden werden, wenn die Verpflichtung vor dem Stressevent gehandelt wird. Darüber hinaus haben Kapazitäten, welche de-rated worden sind, bei vollständiger Verfügbarkeit zusätzliche Kapazitäten, die sie vermarkten können. Dies ist in den De-Rating-Faktoren berücksichtigt, die die statistischen Ausfallwahrscheinlichkeiten von Technologien in Knappheitsfällen bewerten.

Grundsätzlich kann der Sekundärmarkt als bilateralen Handel (OTC) oder über organisierte Marktplattformen stattfinden. Die Vorteile von Marktplattformen sind die Standardisierung der Produkte und die Automatisierung der Abwicklung sowie die Übernahme des Ausfallrisikos durch ein Clearinghaus. Das spart Zeit und Kosten für die Marktteilnehmer. Darüber hinaus ist durch die schnellere Abwicklung leichter nachzuvollziehen, bei wem die Erbringungsverpflichtung in welcher Höhe zu welchem Zeitpunkt liegt. Bei einem börsenbasierten Sekundärmarkt wird ein transparenter Marktpreis ermittelt, der wichtige Preissignale enthält. Bei der Ausgestaltung der Marktplattform entstehen jedoch zusätzlicher Aufwand und Kosten. In einem Sekundärmarktes besteht jedoch die Gefahr, dass bei Prognostizierbarkeit von Angebots- oder Nachfrageüberschuss im Lieferzeitraum lediglich Extrempreise – also Pönalenhöhe oder null – auftreten.

Es gibt über die für den Kapazitätsmarkt präqualifizierte Kapazitäten weitere Kapazitäten, die im Gegensatz zu stromgeführten KWK-Anlagen saisonal gesicherte Leistung erbringen können, jedoch dies nicht ganzjährig garantieren können. Daher würden sie nicht für den Kapazitätsmarkt präqualifiziert sein, eine Teilnahme am Sekundärmarkt wäre jedoch für bestimmte Zeiträume möglich.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW schlägt einen organisierten Sekundärmarkt vor, auf dem Kapazitätsverpflichtungen gehandelt werden können. Dieser Markt, auf dem die Verpflichtungen gehandelt werden können, soll von den ÜNB oder anderen geeigneten Akteuren, wie z.B. Börsen, ausgestaltet und betrieben werden. Der Handel soll so ausgestaltet sein, dass er die Liquidität im Sekundärmarkt maximiert. Falls zu Beginn des Kapazitätsmarktes noch keine eigene Handelsplattform vorhanden ist und nur OTC-Handel möglich ist, sollte dieser zur Verringerung der Komplexität auf ein einfach zu prüfendes Produkt beschränkt werden bspw. End-of-season oder End-of-month Produkte.

Regulatorisch vorgegeben werden sollen:

- **Gate Closure:** Begrenzt ist der Handel der Verpflichtung für den Folgetag auf 11 Uhr des Vortages, also vor Schließung des Day-Ahead Marktes, damit die Marktinformation einer Knappheit nicht in die Preisbildung eingreift. Ein ex-post Handel nach dem Stressevent ist daher nicht möglich.
- **Zulassung:** Darüber hinaus sind alle für den Kapazitätsmarkt zugelassenen und – je nach Ausgestaltung – präqualifizierten oder bezuschlagten Kapazitäten berechtigt am Sekundärmarkt teilzunehmen. Es sollten zusätzliche PQ-Anforderungen für die Teilnahme am Sekundärmarkt definiert werden, um zusätzliche Kapazitäten, welche kurzzeitiger gesicherte Leistung anbieten können, die Teilnahme ermöglicht.
- **Register:** Es muss dem Systemverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt bekannt sein, wer welche Kapazitäten im Knappheitsfall erbringen muss.

11 Anforderung 17: Vertragslängen

- › **CISAF Anforderung:** *Kapazitätsvereinbarungen müssen in der Regel ein Lieferfenster abdecken. Wenn Empfänger Kapitalinvestitionen tätigen, können längere Kapazitätsvereinbarungen verfügbar gemacht werden. Für **jede Tranche von 25 000 EUR/herabgesetztem MW** kann ein zusätzliches Jahr angeboten werden.*

*Mit **fossilen** Brennstoffen betriebenen Kraftwerken dürfen nie Kapazitätsvereinbarungen mit einer Laufzeit von mehr als **15 Jahren** gewährt werden.*

- › **Problemstellung:** Für unterschiedliche Technologien ergeben sich jeweils abweichende optimale Vertragslaufzeiten. Da die Ausschreibungen technologieoffen erfolgen müssen, erscheint es sinnvoll, die Vertragslaufzeiten an das jeweilige Investitionsvolumen zu koppeln. Eine zu große Vielfalt an Vertragslaufzeiten würde jedoch das Kapazitätsmarktdesign unnötig verkomplizieren. Zugleich ist davon auszugehen, dass auch bei kürzeren Vertragslaufzeiten eine hinreichende Planbarkeit der Erträge über den Kapazitätsmarkt gewährleistet werden kann.

Zudem ist eine differenzierte Betrachtung zwischen Neu-, Bestands- und Retrofitanlagen erforderlich. Insbesondere im Bestand ist ab Mitte der 2030er Jahre mit einer erheblichen Zahl an Retrofit-Maßnahmen im Zuge der Dekarbonisierung zu rechnen, was in der Ausgestaltung der Vertragslaufzeiten berücksichtigt werden sollte.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW spricht sich dafür aus, die Vorgaben der CISAF grundsätzlich beizubehalten, um ein einheitliches und praktikables System sicherzustellen. Um die Komplexität zu begrenzen, sollte jedoch lediglich zwischen drei Vertragslaufzeiten unterschieden werden – für kleine, mittlere und große Investitionen mit Laufzeiten von 1, 8 und 15 Jahren. Die Schwellenwerte für Vertragslängen können aus der CISAF Vorgabe berechnet werden.

Den Betreibern sollte es darüber hinaus freistehen, auch kürzere Vertragslaufzeiten zu wählen.

12 Anforderung 18: Produktlaufzeit

- › **CISAF Anforderung:** *Das Lieferfenster muss ein einziger fester Zeitraum von bis zu einem Jahr zwischen dem 1. November des Jahres Y und dem 31. Oktober des Jahres Y+1 sein.*
- › **Problemstellung:** Das derzeit vorgesehene Lieferfenster stellt die Marktteilnehmer vor die Herausforderung, dass nach dem Winter ein erheblicher Rückgang der Liquidität am Sekundärmärkte zu erwarten ist, da in dieser Phase keine kapazitiven Knappheiten mehr auftreten. Alternativ gestaltete Produkte – beispielsweise von CISAF abweichende Ganzjahresverträge von Januar bis Januar – müssten hingegen zwei Winterperioden mit möglichen Knappheiten abdecken, ohne dass nachträgliche Anpassungen möglich wären.

Zudem stellt sich die Frage, inwieweit eine Harmonisierung der Produktlaufzeiten auf europäischer Ebene sinnvoll wäre, um die Einbindung und Beteiligung ausländischer Kapazitäten zu erleichtern und den grenzüberschreitenden Handel mit Kapazitäten zu fördern. Bei der Festlegung, ob das Lieferfenster den vollständigen Zeitraum (1.11. Y bis 31.10. Y+1) oder einen kürzeren Zeitraum umfassen sollte, ist folgende Abwägung zu treffen: Ein Lieferfenster von weniger als 12 Monaten, orientiert nach tatsächlich erwarteten Bedarfszeiträumen (z.B. Nov. - März) gibt einen zusätzlichen Anreiz, Wartungen etc. nicht in die relevanten Zeiträume zu legen. Auf der anderen Seite deckt ein 12-monatiges Lieferfenster auch zukünftige Verschiebungen von Knappheitszeiträumen ab. Bei Vertragslängen von bis zu 15 Jahren ist das durchaus relevant.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW bewertet die Produktlaufzeit von November bis Oktober kritisch, insbesondere aufgrund der im Sommer des Folgejahres zu erwartenden geringen Liquidität an den Sekundärmärkten. Gleichwohl geht der BDEW davon aus, dass die Vorteile einer Harmonisierung der europäischen Märkte und einer abgestimmten Dimensionierung der Produkte insgesamt überwiegen.

13 Anforderung 19: Abrufverpflichtung

- › **CISAF-Anforderung:** *Alle Empfänger müssen mindestens einmal pro Lieferfenster aktiviert werden (Lieferung oder Test), was ihnen mit einem Vorlauf von ≤ 24 Stunden angekündigt werden muss.*
- › **Problemstellung:** Gesonderte Tests braucht es dann für Kapazitäten, die z.B. einen sehr hohen Strike-Price für ihren Abruf haben und daher im Jahr marktlich nicht abgerufen werden: Solche Anlagen sollten daher dann gesondert getestet werden dürfen.

Für den Fall, dass es eine marktliche Schwelle zur Verfügbarkeitsverpflichtung gibt, ist davon auszugehen, dass diese in den meisten Jahren diese erreicht wird und Kapazitätsinhaber verpflichtet, sind ihre Kapazitäten anzubieten. In den Jahren, in denen die Verfügbarkeitspreisschwelle für Erzeuger nicht erreicht würde, würden die Kapazitätsinhaber mit hohen Grenzkosten, sofern diese nicht im Arbeitsmarkt abgerufen wurden – vermutlich insbesondere Lastflexibilitäten – einmal im Jahr getestet werden.

Für den Fall, dass es für Lastflexibilitäten eine gesonderte Verfügbarkeitspreisschwelle gibt, kann es vorkommen, dass Erzeuger im Jahresverlauf verfügbar sein mussten und Lastflexibilität nicht. In diesen Jahren würden die Lastflexibilitäten getestet werden müssen.

Im Falle einer physikalischen Schwelle, und wenn der Systemverantwortliche keine Knappheit anzeigt, würden die Kapazitätsinhaber getestet werden müssen.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW begrüßt die Implementierung einer Abrufverpflichtung pro Lieferjahr bei Nicht-Lieferung (Kapazitäten, die im Arbeitsmarkt nicht aktiviert wurden) mit einer Ankündigung von 24 h als sachgerecht. Der BDEW schlägt eine Pönale die sich an der Höhe der monatlichen Kapazitätszahlung bei Nicht-Verfügbarkeit pro Test orientiert vor, die sich über weitere Nicht-Verfügbarkeiten multipliziert. Das Maximum der Pönale muss dabei über dem Jahresertrag des Kapazitätsmarktes liegen (bspw. 110%). Gesonderte Tests braucht es dann nur noch für Kapazitäten, die z.B. einen sehr hohen Strike-Price für ihren Abruf haben. Solche Anlagen sollten daher dann gesondert getestet werden dürfen.

14 Anforderung 20: Pönalisierung

- › **CISAF Anforderung:** *Die Empfänger müssen mit Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit rechnen, wenn sie in einem Lieferzeitraum oder bei einem Test nicht verfügbar sind. Die Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit müssen für **alle Technologien gleich hoch** sein.*

*Gegen einen Empfänger, der in den Lieferzeiträumen innerhalb eines Lieferfensters **weniger als 50 %** zur Verfügung steht, muss eine Vertragsstrafe verhängt werden, die **mindestens seinen Kapazitätseinnahmen** für das Lieferfenster entspricht.*

Den Empfängern dürfen keine Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit außerhalb der Lieferzeiträume drohen. Die Empfänger müssen für die verbleibende Laufzeit einer Kapazitätsvereinbarung Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit zahlen, wenn sie diese Kapazitätsvereinbarungen vorzeitig kündigen.

- › **Problemstellung:** Eine Pönalisierung ist erforderlich, um die Verbindlichkeit und Ernsthaftigkeit der Gebote sicherzustellen. Dabei ist zwischen Sanktionen aufgrund von Nicht-Verfügbarkeit in Stresssituationen und Sanktionen aufgrund der Nicht-Realisierung von Neubauprojekten zu differenzieren. In beiden Fällen besteht für Kapazitätsinhaber die Möglichkeit, über den Sekundärmarkt fehlende Kapazitäten zuzukaufen. Sollte dies nicht erfolgen, ist bei Neubauprojekten die Verpflichtung für den betreffenden Lieferzeitraum aufzulösen. Im Falle der Nicht-Verfügbarkeit ist zu berücksichtigen, dass eine Anlage in einer Stresssituation nicht verfügbar, in einer späteren Stresssituation jedoch wieder verfügbar sein kann.

Es ist daher sachgerecht, die Pönale in Abhängigkeit von der Häufigkeit der Nicht-Verfügbarkeit ansteigen zu lassen. Je mehr Freiheitsgrade den Kapazitätsinhabern eingeräumt werden – etwa durch Self-De-Rating oder reduzierte Kontrollabrufe – desto stärker muss die Verfügbarkeit über entsprechende Pönalen abgesichert werden.

Die Höhe der Pönale sollte mit möglichen Rückzahlungsverpflichtungen, etwa im Rahmen von Reliability Options, verrechnet werden. Als Orientierung für die Bemessung der Pönale bietet sich gemäß CISAF die erhaltene Kapazitätzahlung an; alternativ könnten auch der Value of Lost Load oder andere geeignete Referenzgrößen herangezogen werden.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW befürwortet die Einführung einer Pönale, deren Höhe sich an der erhaltenen Kapazitätzahlung orientiert. Maßgeblich sollte der Umfang der Nicht-Verfügbarkeit in Stresssituationen sein, wie in CISAF vorgesehen. Dabei sollte die Pönale mit zunehmender Nicht-Verfügbarkeit ansteigen. Die in CISAF vorgesehene Regelung, wonach bei einer Nicht-Verfügbarkeit von 50 % die vollständige Kapazitätzahlung zurückzuzahlen ist, sowie die weiteren CISAF-Vorgaben werden als sachgerecht bewertet.

Darüber hinaus spricht sich der BDEW für eine monatliche Begrenzung der Pönalenhöhe sowie für eine absolute Obergrenze aus. Die Höhe dieser Begrenzung sollte sich nach der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes insgesamt richten: Je mehr Freiheitsgrade die Kapazitätsinhaber erhalten, desto höher ist die einheitlich anzuwendende Pönale.

15 Anforderung 21: Verhältnis zu SDL-Märkten

- › **CISAF-Anforderung:** *Der Ansatz für die Teilnahme von Empfängern an diesen Systemdienstleistungen während des Lieferzeitraums sollte mit der Methode zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen im Einklang stehen, mit der die Erforderlichkeit und der Umfang der Maßnahme ermittelt werden.*
 1. *Werden Systemdienstleistungen in der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen als Beitrag zur Angemessenheit angesehen, müssen die Empfänger diese Dienstleistungen parallel zu ihrer Kapazitätsverpflichtung anbieten dürfen, und wenn sie für die Dienstleistung verfügbar wären, würden sie gleichzeitig als für den Kapazitätsmechanismus verfügbar angesehen.*
 2. *Werden Systemdienstleistungen nicht als Beitrag zur Angemessenheit angesehen, können die Mitgliedstaaten wählen,*
 - *ob sie Empfänger, die diese Dienstleistungen verkaufen, von der Teilnahme am Kapazitätsmechanismus ausschließen oder*
 - *ob sie die freiwillige Teilnahme an der Dienstleistung und am Kapazitätsmechanismus erlauben und im Rahmen des Kapazitätsmechanismus Vertragsstrafen drohen, wenn Ressourcen in einem Lieferzeitraum aufgrund der Erbringung der Dienstleistung nicht verfügbar sind.*
- › **Problemstellung:** Es müssen zu dieser Anforderung zwei Fragestellungen diskutiert werden: Ob Kapazitätsinhaber gleichzeitig an den SDL-Märkten teilnehmen dürfen und welche Folgen es hat, im Knappheitsfall nicht verfügbar zu sein, weil der Kapazitätsinhaber SDL erbringt. Grundsätzlich muss zwischen unterschiedlichen Arten von für Kapazitätsmärkte relevante Systemdienstleistungen (SDL) unterschieden werden:
 1. SDL, welche vom Systemverantwortlichen abgerufen werden, wie bspw. Redispatch oder aber auch Schwarzstartfähigkeit.
 2. SDL, bei denen die verfügbare Wirkleistung des Kraftwerks separiert angeboten wird, wie Regelreservemärkte.
 3. SDL, wo die erbrachte Energie zusätzlich vermarktet werden kann, bzw. vorgehalten werden muss wie nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (nfSDL)-Märkte für Blindleistung oder Momentanreserve. Je nach Erzeugungstechnologie, aber insbesondere bei Batterien kann das Anbieten und/oder Vorhalten der nfSDL die Wirkleistungsmenge reduzieren.

Die Herausforderung bei der Berücksichtigung in der Dimensionierung ist, dass insbesondere Kraftwerke und Speicher sowohl für die Erbringung der Systemdienstleistungen, aber auch für die Bewältigung von Knappheitssituationen benötigt werden. Diese doppelt zu beschaffen, führt zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen. Zu diskutieren ist, in welchen Situationen der Abruf für die Erbringung von SDL, wie Redispatch und Momentanreserve und physikalische Knappheitssituationen sich überschneiden. Bei der Erbringung und Vorhaltung von Reserveleistung ist zwischen positiver und negativer Regelleistung zu unterscheiden – bei negativer Regelleistung kann der Fall auftreten, dass der Netzbetreiber den Kapazitätsinhaber auch im Knappheitsfall auffordert die Leistung zu reduzieren. Für Fälle, in denen diese Überschneidungen zutreffen, ist bei der Pönalisierung zu differenzieren.

- › **BDEW-Position:** Für den deutschen Energiemarkt muss eine gleichzeitige Verfügbarkeit für SDL und Kapazitätsmärkten möglich sein. Für die Unterscheidung der jeweiligen SDL empfiehlt der BDEW:
 1. **SDL welche vom ÜNB abgerufen werden:** Sofern ein Kapazitätsinhaber vom ÜNB abgerufen wird und deshalb nicht marktlich seine Kapazität anbietet, darf dieser nicht pönalisiert werden.
 2. **SDL, bei denen die Wirkleistungsangebot aufgeteilt wird:** In CISAF Anforderung 29 bestimmt, dass das Anbieten von Leistung in der Regelreserve als Verfügbarkeit gewertet würde. Im Fall von negativer Regelleistung wird diese prioritär behandelt und die nicht angebotene Leistung darf nicht pönalisiert werden.
- **SDL, welche zusätzlich vermarktet wird:** Auf den SDL-Märkten sollte nur die Menge angeboten werden, welche die im Kapazitätsmarkt bezuschlagte Wirkleistung nicht reduziert. Eine Nichtverfügbarkeit der Wirkleistung aufgrund einer gleichzeitig zu leistenden Systemdienstleistung wird daher gemäß der Nichtverfügbarkeit pönalisiert. Dies gilt insbesondere für Blindleistung. Für die Ausgestaltung des Momentanreservemarkt insbesondere ab 2031 benötigt es eine definierte Priorisierung der Märkte aus Systemsicht, insbesondere für Batteriespeicher.

16 Anforderung 22: Flexibilitätsanforderung

- › **CISAF-Anforderung:** Wenn ein Mitgliedstaat sowohl einen Kapazitätsmechanismus als auch eine Flexibilitätsmaßnahme anwendet oder bereits eine Flexibilitätsmaßnahme eingeführt hat, gilt zur Vermeidung des Risikos von Marktzutrittsschranken und/oder einer Überkompensation Folgendes:

a) Die Kapazität sollte gemeinsam beschafft werden oder

b) die Mitgliedstaaten können bei der Bewertung des Flexibilitätsbedarfs (nach Artikel 19e Absatz 2 Buchstabe c der Elektrizitätsverordnung) festgestellte Anforderungen in Bezug auf nichtfossile Flexibilität in ihre Kapazitätsmechanismen aufnehmen und beispielsweise eine Mindestmenge nichtfossiler flexibler Kapazität zur kurzfristigen Gradientensteuerung fordern oder

c) die Ressourcen müssen sich für die Teilnahme an einer einzigen Maßnahme entscheiden, entweder an der Förderregelung für nichtfossile Flexibilität oder am Kapazitätsmechanismus. Bei jeder Maßnahme sollte das Nachfrageziel angepasst werden, um der Teilnahme an der anderen Maßnahme Rechnung zu tragen.¹

- › **Problemstellung:** Deutschland verfügt derzeit weder über einen Kapazitätsmechanismus noch über ein spezifisches Förderregime für nicht-fossile Flexibilität im Sinne der CISAF-Anforderungen. Politisch wird aktuell vor allem die Einführung eines Kapazitätsmarktes vorbereitet. Parallel dazu findet – auf Grundlage europäischer Vorgaben – ein Flexibility Needs Assessment (FNA) statt, dessen Ergebnisse Mitte 2026 vorliegen sollen. Das FNA kann dazu führen, dass neben einem Kapazitätsmarkt künftig auch ein eigenständiges Flexibilitätsinstrument erforderlich oder politisch erwogen wird.

Damit entsteht die grundsätzliche Frage, wie Kapazitätsmechanismus und mögliche zukünftige Flexibilitätsinstrumente zueinander ausgestaltet werden müssen. Ziel der CISAF-Regelungen ist es, Überförderung zu vermeiden, Marktzutrittschürden für nicht-fossile Flexibilität

¹ Dies bedeutet, dass die nationalen Behörden sowohl für den Bedarf im Rahmen der Flexibilitätsmaßnahme und als auch den Bedarf im Rahmen des Kapazitätsmechanismus ein Ziel für die Beschaffung in derselben ko-optimierten Auktion festlegen sollten.

Die Teilnehmer leisten ihren Beitrag sowohl zum Flexibilitätsbedarf als auch zum Kapazitätsmechanismus und bieten einen Gesamtpreis für die Erbringung der beiden Dienste an oder legen eine Palette von Angeboten vor. Die Auswahlmethode sollte möglichst geringe Gesamtkosten für die Deckung sowohl des Flexibilitätsbedarfs als auch des Bedarfs im Rahmen des Kapazitätsmechanismus gewährleisten, d. h., keine alternative Auswahl von Empfängern kann sowohl den Flexibilitätsbedarf als auch den Bedarf im Rahmen des Kapazitätsmechanismus zu geringeren Kosten decken.

abzubauen und eine kohärente Marktstruktur sicherzustellen. Die Leitlinie nennt hierfür drei mögliche Ausgestaltungswege:

1. können Kapazitätsbeschaffung und Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemeinsam erfolgen. In diesem Fall würde ein integrierter Ausschreibungsrahmen geschaffen, in dem Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarfe gleichzeitig adressiert werden. Dies setzt jedoch eine gemeinsame Definition der Anforderungen und ein entsprechend abgestimmtes Marktdesign voraus.
2. können die im Flexibility Needs Assessment ermittelten Anforderungen an nicht-fossile Flexibilität in den Kapazitätsmechanismus einfließen, indem bestimmte Mindestmengen oder spezifische Flexibilitätsmerkmale dort verankert werden. Der Kapazitätsmechanismus würde damit gezielt solche Kapazitäten berücksichtigen, die die im FNA identifizierten Flexibilitätsbedarfe erfüllen. Flexibilitätsbedarf und Kapazitätsmechanismus bleiben jedoch eigenständige Konzepte; es handelt sich nicht um eine gemeinsame Ausschreibung.
3. können Kapazitätsmechanismus und Flexibilitätsförderung strikt voneinander getrennt bleiben. In diesem Modell müssten Ressourcen sich für die Teilnahme an einem der beiden Regime entscheiden, sodass keine Doppelförderung möglich ist. Beide Instrumente müssten dann hinsichtlich ihres jeweiligen Nachfrageziels entsprechend angepasst werden.

Für Deutschland bedeutet dies, dass bereits im Prozess der Einführung eines möglichen Kapazitätsmarktes berücksichtigt werden sollte, welche Wechselwirkungen zu späteren Flexibilitätsinstrumenten entstehen können – auch wenn derzeit politisch kein eigenes Flexibilitätsförderregime vorgesehen ist und das FNA noch aussteht.

- › **BDEW-Position:** Sofern die Schaffung eines eigenständigen Flexibilitätsmechanismus zusätzlich zum zu schaffenden Kapazitätsmarkt zukünftig geplant würde, muss dieser intensiv auf Kompatibilität mit dem Kapazitätsmarkt geprüft werden. Selbstverständlich sollen dennoch Flexibilitäten ein Bestandteil des Kapazitätsmarktes werden, da sie dabei helfen können die systemischen Kosten dieses Marktes zu senken. Dies gelingt aus Sicht des BDEW am effizientesten durch die Integration von spezifischen Anforderungen in Bezug auf nichtfossile Flexibilitäten direkt im Marktdesign des Kapazitätsmarktes, etwa nach dem Vorbild direkter europäischer Nachbarn.

Es ist sinnvoll, den Bedarf an einem separaten Flexibilitätsmechanismus zu reduzieren, um Ineffizienzen und Verzerrungen durch mehrere Fördermechanismen zu vermeiden. Diese

verursachen höhere Preise für Verbraucher und schaffen mögliche Ungleichgewichte zwischen den Systemen. Bei mehreren Mechanismen ist es oft unklar, wie diese miteinander interagieren. Wenn ein Flexibilitätsmechanismus vor einem Kapazitätsmechanismus eingeführt wird, ist es für Teilnehmer schwierig, die potenzielle zukünftige Kapazitätsmechanismusteilnahme in ihre Gebote einzupreisen. Dies kann dazu führen, dass nicht die kosteneffizientesten Projekte einen Vertrag erhalten, sondern diejenigen, die die optimistischsten Annahmen über die zukünftige Interaktion der Mechanismen treffen.

Das Design von Prequalifikation, Testing und Metering muss ebenfalls gut auf Lastflexibilitäten anwendbar sein. Der BDEW empfiehlt daher bei der Schaffung eines Kapazitätsmarktes Option b) der CISAF-Anforderung umzusetzen und so auch insbesondere Speicher und Demand-Side-Flexibility zu integrieren.

17 Anforderung 24: Verhältnis zu anderen Beihilfen

- › **CISAF-Anforderung:** *Beihilfen für dieselbe Kapazitätsressource aus mehr als einer Beihilfemaßnahme können kumuliert werden, solange eine Überkompensation vermieden wird. Lässt der Mitgliedstaat die Kumulierung von im Rahmen des Kapazitätsmechanismus gewährten Beihilfen mit im Rahmen anderer Maßnahmen gewährten Beihilfen zu, so muss in einem öffentlich zugänglichen Dokument (z. B. den Regeln für den Kapazitätsmechanismus und/oder den Regeln für andere Regelungen) klar dargelegt sein, nach welcher Methode diese Anforderung erfüllt wird.*

- › **Problemstellung:** Für Anlagen, die einen Beitrag in Knappheitssituationen leisten können und bereits eine Förderung erhalten, gibt es nach den CISAF-Anforderungen zwei Möglichkeiten. Entweder schließt man die Anlagen von der Auktion aus und berücksichtigt ihren Beitrag im Knappheitsfall, indem man diesen von der ausgeschriebenen Menge abzieht. Oder die geförderten Anlagen nehmen an der Ausschreibung teil und die Förderung sowie die erhaltene Kapazitätzahlung werden so verrechnet, dass eine Überförderung ausgeschlossen wird.

Für EEG-geförderte und KWStG-geförderte Anlagen muss die Berechnungsmethodik an die unterschiedlichen Förderregime und Abschöpfungsmechanismen angepasst und verrechnet werden. Diese stehen für das KWStG noch nicht fest und sind für die EEG-Förderung einem stetigen Wandel unterworfen – entsprechende Änderungen müssten jeweils angepasst werden.

Dies hätte den Vorteil, dass die Kosten für die Förderung sachgerecht zwischen der Förderbegründung (bspw. Dekarbonisierung) und dem Anteil zur Versorgungssicherheit aufgeteilt und über die Kapazitätsmarktumlage verteilt würden. Nachteilig sind der damit verbundene Aufwand und die zusätzliche Komplexität.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW empfiehlt, geförderte Anlagen bei der Dimensionierung zu berücksichtigen, sie jedoch von den Auktionen auszuschließen. Gleichzeitig ist bei der Ausgestaltung anderer Fördermechanismen darauf zu achten, dass gesicherte Leistung in Knappheitssituationen verfügbar ist. Nach Ablauf des Förderzeitraums ist die Teilnahme als Bestandsanlage möglich.

Exkurs KWK-Anlagen:

- › **Problembeschreibung:** Aktuell erhalten KWK-Anlagen über ihre strom- und wärmeseitigen Markterlöse hinaus Zuschläge im Rahmen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Mit Einführung eines Kapazitätsmarktes entsteht eine zusätzliche Erlösmöglichkeit für steuerbare Stromerzeugungs-Anlagen wie KWK. Gleichzeitig führt die höhere Verfügbarkeit steuerbarer Kapazitäten zu niedrigeren Strommarkterlösen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwieweit Kapazitätszahlungen aus einem Kapazitätsmarkt (KM) mit zentralen Ausschreibungen, die derzeit im KWKG gewährten stromseitigen Zuschlagszahlungen substituieren könnten. Dabei gilt zu beachten, dass eine rein stromseitige Erlösbetrachtung die - für den Ausbau der Fernwärme und für die Umsetzung der Wärmewende elementaren - Förderungen der Wärme-, Kältenetz- sowie Speicherinfrastruktur aus dem KWKG unberücksichtigt lässt.

Grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten, KWK-Anlagen in einem Stromsystem mit Kapazitätsmarkt in Deutschland weiterzuführen, wobei eine Teilnahme von aktuell nicht in Förderung befindlichen KWK-Anlagen an den Auktionen im Kapazitätsmarkt jederzeit möglich ist. Ebenso können sich auch KWK-Neuanlagen ungefordert über den Kapazitätsmarkt finanzieren:

1. **Beibehaltung des KWKG und gleichzeitige Teilnahme der geförderten Anlagen am Kapazitätsmarkt.**
Dies wird beispielsweise in Polen praktiziert, wobei die KWK-Fördersumme und die Zahlung aus dem KM verrechnet werden, um eine Überförderung auszuschließen.
2. **Beibehaltung des KWKG und keine Teilnahme von geförderten Anlagen am Kapazitätsmarkt.**
Der Aufbau von KWK-Anlagen würde weiterhin über das KWKG angereizt werden und die Menge an gesicherter Leistung aus dem KWKG würde bei der Mengen-Dimensionierung der Kapazitätsausschreibungen nach dem KM berücksichtigt. Dies wird beispielsweise in Belgien und Großbritannien so gehandhabt.
3. **Das KWKG wird nicht weitergeführt und KWK-Anlagen werden über den KM angereizt.**
Es stellt sich die Frage, ob die erwarteten Kapazitätszahlungen aus technologieoffenen Ausschreibungen für Neuinvestitionen in KWK-Anlagen ausreichen oder, ob technologiespezifische Anpassungen im Kapazitätsmarktdesign notwendig wären, die der Technologieoffenheit entgegenstehen würden. Darüber hinaus würde mit Wegfall des KWKG ein bewährtes, unkompliziertes und zentrales Instrument zur Förderung der Effizienz sowie des Fernwärmeausbaus wegbrechen.

- › **BDEW-Position:** Die Modellergebnisse einer von Frontier Economics für den BDEW erstellten Studie haben ergeben, dass im Fall einer ausschließlichen Teilnahme von KWK-Anlagen in zentralen Kapazitätsmarktausschreibungen die erwarteten Erlöse aus Kapazitätsmarktzahlungen und Strommarkt deutlich niedriger liegen als die aktuellen Erlöse aus Strommarkt und KWKG. Um die gewünschten Effizienzgewinne auf Strom- und Wärmeseite zu ermöglichen, ist der Erhalt einer KWK-Förderung notwendig. Daher wäre ohne technologie-spezifische Anpassungen im Kapazitätsmarktdesign für KWK-Anlagen die Refinanzierung ausschließlich über einen stromseitigen Kapazitätsmarkt deutlich erschwert. Technologie-spezifische Anpassungen, wie die Einführung eines spezifischen Ausschreibungssegments, führen aus BDEW-Sicht zu Ineffizienzen im Kapazitätsmarktdesign, bergen beihilferechtliche Risiken und sollten vermieden werden.

Bei Orientierung an der in Polen praktizierten Variante eines Kapazitätsmarktes mit Teilnahme geförderter KWK-Anlagen würde ebenfalls die Komplexität im Kapazitätsmarktdesign und in der Ex-post-Abrechnung deutlich erhöht. Für nicht in KWKG-Förderung befindliche Anlagen KWK-Anlagen ist eine Teilnahme an den Ausschreibungen zum Kapazitätsmarkt ohne weiteres möglich. Die Teilnahme auch von geförderten KWK-Anlagen am Kapazitätsmarkt zur sachgerechten Verteilung der KWK-Kosten ist zielführend, muss jedoch mit Augenmaß ausgestaltet werden, um Wettbewerbsverzerrungen für KWK-Anlagen und anderen Marktteilnehmer zu vermeiden. Gerade bei der Einführung des Kapazitätsmarktes ist hohe Komplexität jedoch zu vermeiden. Darüber hinaus besteht nicht zuletzt im Hinblick auf den Kohleausstieg Zeitdruck zur Einführung eines Kapazitätsmarktes. Eine Lösung nach dem polnischen Vorbild sollte daher mittelfristig für ein Zielmodell des Kapazitätsmarktes geprüft werden.

Daher spricht sich der BDEW dafür aus, das KWKG zu verlängern und in KWK-Förderung befindliche Anlagen im Hinblick auf die Einführung des Kapazitätsmarktes bei der Dimensionierung zu berücksichtigen, ohne dass sie zu Beginn an den Ausschreibungen für Zeiträume teilnehmen, für welche sie eine Förderung nach dem KWKG erhalten. Voraussetzung hierfür ist, dass die Fördersätze im KWKG der Höhe nach sachgerecht die Wirtschaftlichkeitslücke von KWK-Anlagen auch tatsächlich im Hinblick auf gestiegene Brennstoffkosten und sinkende Markterlöse durch Einführung des Kapazitätsmarktes ausgleichen. Anlagen, die sich aktuell nicht mehr in KWKG-Förderung befinden, sowie KWK-Anlagen, welche aus der Förderung ausscheiden, dürfen ohne Weiteres von Beginn an am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Auf diese Weise kann Komplexität bei der Ausgestaltung des KM vermieden und eine Einführung auf Basis funktionierender Instrumente, wie dem KWKG, beschleunigt erfolgen. Gleichzeitig muss die Ausgestaltung des derzeit so unsicheren

Investitionsrahmens für KWK-Anlagen nicht auf eine Einführung des Kapazitätsmarktes warten und kann stattdessen über das KWKG kurzfristig verlängert werden und damit für Betreiber hocheffizienter Strom- und Wärmenetzsysteme die notwendige Planungssicherheit für anstehende Investitionen schaffen. Die im KWKG gesetzlich vorgeschriebene Evaluierung der KWK stellt, sofern sie frist- und sachgerecht erfolgt, überdies sicher, dass es weder zu einer Über- noch Unterförderung im Hinblick auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes kommt. Eine enge Kopplung der KWK-Evaluierung an die praktische Einführung des Kapazitätsmarktes ist daher unerlässlich. Diese Evaluierung sollte neben der Überprüfung der spezifischen Fördersätze und den Auswirkungen des Kapazitätsmarktes auf die Markterlöse auch die mittelfristige Teilnahme geförderter KWK-Anlagen an den Kapazitätsausschreibungen zum Ziel haben.

18 Anforderung 26: Kostenverteilung

- › **CISAF-Anforderung:** *Mindestens 90 % der Kosten im Rahmen des Kapazitätsmechanismus müssen den Verbrauchern auf der Grundlage ihres Verbrauchs während mindestens 1 % und höchstens 5 % der Stunden (oder Marktzeiteinheiten) mit den höchsten Preisen in den einzelnen Jahren (oder einzelnen Lieferfenstern) zugewiesen werden. Von Bilanzkreisverantwortlichen (z. B. Versorgern) können Entgelte verlangt werden.*
- › **Problemstellung:** Bei der Finanzierung eines Kapazitätsmarktes stellt sich die zentrale Frage, wer die entstehenden Kosten tragen sollte. Grundsätzlich ist es sachgerecht, wenn diejenigen Verbraucher zahlen, die in Knappheitssituationen auf die Vorhaltung von Kapazitäten zurückgreifen. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass einzelne Verbraucher durch eine Verteilung der Kosten auf die höchsten Preisspitzen (1 %) zu stark belastet werden könnten. Dadurch gestalten sich die Belastungen beim gleichzeitigen Erhalt der Lenkungswirkung berechenbarer. Eine Umlage, die alle Verbraucher zahlen, wäre zwar administrativ einfach, würde aber flexible Verbraucher „bestrafen“. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass durch Extremereignisse hohe Strompreise auch durch hohe Commodity-Preise entstehen können.

Die Einführungen einer dynamischen Umlage mit Referenzpunkt im Day-Ahead Markt hat Auswirkungen auf das Verhalten der Marktteilnehmer in anderen Märkten. Diese Auswirkungen sind zu beobachten. Auch die Anpassung im Zuge des Agnes Prozesses auf Industrienetzentgelte sind bei der Ausgestaltung auf Wechselwirkungen zu prüfen.

Eine Umlage nach dem Verursacherprinzip schafft hingegen Anreize zur Investition in nachfrageseitige Flexibilität. **Die Wirksamkeit dieses Ansatzes hängt jedoch stark davon ab, dass die Kosten ex ante bekannt sind.** Denn je besser die tatsächlichen Kosten abschätzbar sind, desto effizienter werden flexible Verbraucher reagieren. Bei der Anreizwirkung für Flexibilität ist zwischen dem Potenzial zur langfristigen Lastreduktion und der kurzfristigen Nachfrageflexibilität zu unterscheiden.

In der Praxis ist eine *exakte* Ex-ante-Preisprognose jedoch unmöglich, da die tatsächlichen Kapazitätskosten für den Einzelverbraucher von zukünftigen Marktsituationen und den tatsächlichen Bedarfen in den Knappheitssituationen abhängen. Zu beachten ist außerdem, dass sich niemand von der Umlage befreien können sollte. Zudem ist entscheidend, ob ein flächendeckender **Smart-Meter-Rollout** erfolgt ist. Nur so könnten Versorger zeitgenau nachvollziehen, auf wen sie die Kosten umlegen und flexibles Verhalten entsprechend honorieren.

Bei der Kostenallokation legt der BDEW grundsätzlich folgende normativen Kriterien zugrunde:

- Verbraucher, die in Zeiten der Knappheit Kapazitätsbedarf haben, sollen für die anfallenden Kosten aufkommen.
 - Gesondert sind die im Kapazitätsmarkt bezuschlagten Lastflexibilitäten zu berücksichtigen.
 - Verbraucher sollen durch Lastreduktion ihre Kosten und den Kapazitätsbedarf insgesamt senken können. Dafür müssen sie **möglichst frühzeitig**, jedoch spätestens am Vortag ein Signal erhalten.
 - Sollte zur Kostendeckung der Kapazitätsauktion eine Ex-post-Umlage nötig sein, muss diese niedriger sein als die Ex-ante-bekannt Umlage. Die Abwicklung sollte insbesondere über die Stelle, die auch den Kapazitätsmarkt verwaltet, und nicht über die Versorger erfolgen.
- › **BDEW-Positionierung:** Der BDEW begrüßt den Ansatz, die Kosten nach dem Verbrauch in den teuersten Stunden zu verteilen, und betont, dass es hierfür **keinen Goldstandard** gibt. Es muss ein Ausgleich zwischen zu hoher Komplexität und einer verursachungsgerechten Verteilung einerseits sowie finanzieller Überforderung von Akteuren, die kein Peak-Shaving betreiben können, andererseits gefunden werden. Die Herausforderung besteht dabei insbesondere darin, die Rolle von Lastflexibilität zu berücksichtigen und Doppelzahlungen zu vermeiden, um die Anforderung mit geringer Komplexität zu erfüllen.

Hierzu schlägt der BDEW folgenden Mechanismus vor:

Zu Beginn eines jeden Jahres sollte der Strikepreis im Day-Ahead-Markt zur Kostenverteilung bekannt gegeben werden. Hierzu bieten sich beispielsweise die Grenzkosten des teuersten in den Ausschreibungen bezuschlagten Kraftwerks oder die Preisschwelle der ein Prozent teuersten Viertelstunden aus dem Vorjahr an.

- Wird der Strikepreis im Jahresverlauf erreicht, findet folgende Kostenaufteilung Anwendung:

$$\frac{\sum_{\text{Erste Auktion}}^{\text{Letzte Auktion}} (\text{Markträumungspreis} * \text{Bezuschlagtes Volumen})}{\text{bezuschlagtes Kapazitätsvolumen} * \text{Stunden im Jahr} * 0.01}$$

Zum Jahresende würde so im Normalfall entweder zu viel oder zu wenig Geld eingenommen werden, da der Strikepreis häufiger, oder seltener als erwartet erreicht wird. Im Grundsatz können in diesen Fällen dann die Mehr- oder Mindereinnahmen über Kapazitätsmarktkonten ins Folgejahr übertragen und ausgeglichen werden. Um Extremszenarien (bspw. Krisenjahre, oder Jahre, in denen der Strikepreis nicht erreicht würde) müssen unterjährige Evaluationen stattfinden, um in absoluten Ausnahmefällen den Strikepreis unterjährig anpassen zu können.

Voraussetzung hierfür ist die Einführung eines Kapazitätsmarktkontos zum Ausgleich der Kosten. Die Kostenabwicklung erfolgt über den Kapazitätsmarktverantwortlichen. Hier sollte auf jeden Fall eine Einbindung der Stromlieferanten minimiert werden, um den administrativen Aufwand gering zu halten. Darüber hinaus ist es sachgerecht, die vollständigen KM-Kosten auf die Verbraucher in den Spitzenstunden zu verteilen, um zusätzliche Komplexität, bspw. bei der Berücksichtigung von Speichern zu vermeiden.

Diese Art der Kostenallokation führt zu einem klaren und effizienten Ex-ante-Signal an die Verbraucher, sodass diese Anreize haben, flexibel zu reagieren.

19 Anforderung 29: Verfügbarkeitsverpflichtung und Produktdefinition

- › **CISAF Anforderung:** *Für die Verfügbarkeit wird die Summe aus i) der gelieferten Leistung und ii) der auf den Day-Ahead-, Intraday- und Regelreservemärkten angebotenen Verfügbarkeit, die nicht zu einer Aktivierung führte, zugrunde gelegt.*
- › **Problemstellung:** Eine zentrale Herausforderung besteht darin, eindeutig zu bestimmen, zu welchen Zeitpunkten Kapazitätsanbieter verfügbar sein müssen und wie sich diese Verfügbarkeit wirksam kontrollieren lässt. Damit ein Kapazitätsmarkt seinen Zweck erfüllt, muss das Produkt so gestaltet sein, dass steuerbare Kapazitäten verlässlich dann einsatzbereit sind, wenn tatsächliche Knappheitssituationen auftreten.

Knappheit kann entweder durch physikalische Knappheit im Netz, angezeigt durch die Systemverantwortlichen, oder über hohe Preise, die physikalische Knappheit widerspiegeln, definiert werden.

- Physikalische Knappheit ist für Kapazitätsanbieter schwieriger prognostizierbar und kann in einzelnen Jahren ganz ausbleiben. Dies erschwert die Kontrolle und erhöht das Risiko, dass Kapazitäten teilnehmen, die im Ernstfall nicht liefern können.
- Marktliche Knappheit bietet eine höhere Prognostizierbarkeit für alle Akteure. Allerdings kann auch sie nicht sämtliche Knappheitssituationen erfassen, sodass einzelne physikalische Engpässe unberücksichtigt bleiben können. Hierfür zeigt üblicherweise eine **Verfügbarkeitspreisschwelle** an, ab wann eine Knappheit vorliegt. Herausforderung ist es diese zu parametrieren, da hohe Preise nicht zwingend Knappheit widerspiegeln.

Zur Definition des Produktes der Kapazitätsverpflichtung gehört neben der Verfügbarkeitspreisschwelle auch die Berücksichtigung einer Rückzahlungsverpflichtung, um Übergewinne zu vermeiden. Diese ist im Grundsatz unabhängig von der Verfügbarkeitspreisschwelle. Europäische Genehmigungen erfolgen inzwischen faktisch nur noch unter Einbeziehung eines solchen Mechanismus. Für Speicher und Flexibilitätsoptionen ist dessen Berechnung der Rückzahlung jedoch besonders komplex. Darüber hinaus führt die Einführung einer Rückzahlungsverpflichtung zu höheren Geboten, da die zurückzuzahlenden Gewinne in die Gebote eingepreist werden. Im Modell der Reliability Options (RO) wird eine zusätzliche Preisschwelle der Rückzahlungsverpflichtung (**RO-Preisschwelle**) eingeführt, diese kann mit der Verfügbarkeitspreisschwelle verknüpft werden.

Bei **Speichern** wiederum ist zu berücksichtigen, dass diese ihre Erlöse nicht über das allgemeine Preisniveau realisieren, sondern durch die Preisdifferenzen am Stromgroßhandel. Eine Abschöpfung auf Basis des Strompreisniveaus ist daher in diesen Fällen übermäßig komplex.

Schließlich stellt sich die Frage, ob die Preisschwelle der marktlichen Knappheit zugleich jene dritte Preisschwelle (**Umlagenpreisschwelle**) darstellen soll, ab der die dynamische Umlage gemäß Anforderung 26 greift.

- › **BDEW-Position:** Der BDEW spricht sich für die Einführung einer marktlich indizierten Verfügbarkeitsverpflichtung aus, die an eine indexierte Verfügbarkeitspreisschwelle gekoppelt ist. Diese wird bereits zu Beginn der Ausschreibung transparent festgelegt und täglich an aktuelle Preisentwicklungen, wie den Commodity-Preisen angepasst. Diese Schwelle muss oberhalb der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegen, um dessen wirtschaftlichen Weiterbetrieb sicherzustellen.

Der BDEW befürwortet die Einführung einer Reliability Option. Um zusätzliche Komplexität zu vermeiden, kann die RO-Preisschwelle auf der Höhe der Verfügbarkeitspreisschwelle angesetzt werden. Lastflexibilitäten sind aus der Rückzahlungsverpflichtung auszunehmen, um Komplexität zu vermeiden. Selbiges gilt für Speicher, die bei der Ausgestaltung der RO gesondert betrachtet werden müssen.

20 Fazit und Ausblick

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes auf Grundlage der CISAF-Anforderungen ist ein zentraler Schritt, um die absehbare Versorgungslücke in Deutschland effizient zu schließen. Alle Versorgungssicherheitsanalysen zeigen deutlich, dass ohne zusätzliche gesicherte Leistung bereits in den kommenden Jahren Versorgungsrisiken auftreten könnten. Angesichts der langen Realisierungszeiträume für Kraftwerksneubauten ist eine schnelle politische Entscheidung, Ausgestaltung und Umsetzung zwingend erforderlich. Das von der Bundesregierung formulierte Ziel, den Mechanismus bis 2027 zu implementieren, muss daher konsequent mit den nötigen Personalressourcen verfolgt werden.

Wie das Papier zeigt, bieten die im CISAF genannten Anforderungen in zahlreichen Punkten hierfür einen zielführenden Rahmen, welcher ebenfalls die Kompatibilität mit bereits bestehenden Kapazitätsmärkten in anderen Mitgliedstaaten gewährleistet. Eine Orientierung an diesen Vorgaben ist zielführend, um eine zügige Genehmigung durch die Europäische Kommission zu ermöglichen und gleichzeitig ein möglichst einfaches, transparentes und wirksames Marktdesign sicherzustellen. Dabei muss stets offengehalten werden, aus Erfahrungen zu lernen und bei Bedarf nachzusteuern.

Für eine erfolgreiche und schnelle Implementierung ist die enge Einbindung der Energiewirtschaft entscheidend. Nur im Dialog zwischen Politik, Ministerien und Marktakteuren kann ein effizienter Kapazitätsmarkt entstehen, der sowohl Investitionen in neue, flexible Kapazitäten ermöglicht als auch den Anforderungen an Versorgungssicherheit, Flexibilität und Klimaneutralität gerecht wird.

Ansprechpartner

Merlin Bähr

Fachgebietsleiter Marktdesign

merlin.baehr@bdew.de

+49 30 300 199 1554

Timon Groß

Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem

timon.gross@bdew.de

+49 30 300 199 1309