

Gutachten

„Auswirkungen der deutschen Kapazitätsreserve auf die benachbarten Mitgliedsstaaten“

gem. Artikel 21 Absatz 2
der EU-Binnenmarktverordnung 2019/943

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Köln, den 31. März 2021

Impressum:

r2b energy consulting GmbH

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Zusammenfassung für Entscheidungsträger

Die geplante Transformation des Stromsystems von meist zentralen und steuerbaren Kraftwerken hin zu emissionsfreier, dezentraler und volatiler Erzeugung erfolgt mit hoher Geschwindigkeit. Obwohl der europäische Binnenmarkt grundsätzlich eine sichere Stromversorgung gewährleistet, können Extremsituationen, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, nicht ausgeschlossen werden.

Die deutsche Kapazitätsreserve sichert den umfassenden Transformationsprozess des Stromsystems zusätzlich ab und dient in Extremsituationen, wenn alle verfügbaren Marktmechanismen ausgeschöpft sind, als zusätzliche Reserve. Damit trägt die Kapazitätsreserve zur hohen Zuverlässigkeit der deutschen und europäischen Stromversorgung bei. Sie wird aktiviert, wenn die Nachfrage an den Strommärkten nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) regelt grundsätzlich den Einsatz der Kapazitätsreserve sowie ihre Beschaffung gemäß den geltenden europäischen Vorgaben der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-VO 2019/943), der ACER-Entscheidung zu technischen Richtlinien für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen und der EU-Notifizierung zur beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve. Nähere Ausgestaltungsdetails werden durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber geregelt.

Die Kapazitätsreserve wird außerhalb der Strommärkte vorgehalten und ist so ausgestaltet, dass Investitionsanreize und Wettbewerbssituation an den Strommärkten möglichst nicht verzerrt werden. So gilt für Erzeugungsanlagen ein Rückkehrverbot an die Strom- und Regelenergiemärkte, sobald sie einmal in der Kapazitätsreserve gebunden waren. Damit eine Anlage in der Kapazitätsreserve teilnehmen darf, muss sie gewisse Voraussetzungen erfüllen, die ihren Standort und ihre technischen Eigenschaften betreffen. Unter anderem muss eine Anlage an das deutsche Versorgungsnetz angeschlossen sein und bestimmte Flexibilitätsanforderungen erfüllen. Die Beschaffung der Kapazitäten erfolgt auf transparente, wettbewerbliche und diskriminierungsfreie Weise. Die zu beschaffende Reserve-

leistung (aktuell 2 GW) wird alle zwei Jahre ausgeschrieben und die ÜNB bezuschlagen die zulässigen Gebote nach dem Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge. Die Kapazitätsreserveanlagen werden von den ÜNB aktiviert, wenn die Nachfrage am Strommarkt voraussichtlich nicht vollständig durch das Angebot gedeckt wird. Der Abruf erfolgt dann in dem Fall, dass der sichere und zuverlässige Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes gefährdet ist und alle netzseitigen Maßnahmen (bspw. Netzschaltungen) sowie alle marktbezogenen Maßnahmen (bspw. Einsatz der Regelenergie) ausgeschöpft sind. Die für einen Abruf verantwortlichen unterdeckten Bilanzkreise werden an den Kosten der Kapazitätsreserve beteiligt, indem sie während des Abrufs einen erhöhten Ausgleichsenergiepreis (aktuell mind. ca. 20 T€/MW) zahlen.

Die qualitative Analyse zeigt, dass die Auswirkungen der Kapazitätsreserve auf das Angebotspotenzial von Erzeugungsanlagen auf den **Termin- und Spotmärkten in Deutschland und Europa** gering sind. Allerdings kann die Teilnahme regelbarer Lasten an der Kapazitätsreserve Angebotspotenzial aus den Spotmärkten entziehen, was das Auftreten von Knappheitssituationen und höherer Preispitzen verstärken kann und damit auch den Einsatz der Kapazitätsreserve wahrscheinlicher macht. Auf den **Regelenergiemärkten** erwarten wir ebenfalls keine signifikanten Rückwirkungen durch die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Kapazitätsreserve. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass die Kapazitätsreserve noch nicht für die Regelenergiemärkte erschlossenes Lastmanagement-Potenzial bindet und auf diesem Weg das Angebotspotenzial auf den Regelenergiemärkten reduziert. Die Kapazitätsreserve trägt auf drei Wegen zu einer sicheren Stromversorgung bei: Die Existenz der Kapazitätsreserve stellt erstens eine zusätzliche Absicherung der Stromversorgung dar, indem Kapazitäten außerhalb der Märkte vorgehalten werden. Zweitens erhöht die Kapazitätsreserve mittelbar die **Angemessenheit der Ressourcen** im deutschen und europäischen Strommarkt, da die glaubwürdige Drohung hoher Ausgleichsenergiepreise bei Bilanzkreisunterdeckung während eines Abrufs der Kapazitätsreserve Anreize zur individuellen Leistungsvorsorge setzen. Drittens kann die Kapazitätsreserve die

Folgen von unvorhergesehenen Extremsituationen, gegen dessen Risiken sich die Akteure am Strommarkt nicht absichern, mildern. Dabei sehen wir grundsätzlich sehr geringe Rückwirkungen auf die wettbewerblichen Strommärkte und die dortigen **Investitionsanreize**, da die Kapazitätsreserve außerhalb der Märkte vorgehalten wird.

Der **Klimaschutz** im Stromsystem verschlechtert sich durch die Einführung der Kapazitätsreserve nicht, da die Kapazitätsreserve keinen Anreiz liefert, dass fossile Marktkraftwerke länger als nötig (d. h. wirtschaftlich) am Strommarkt betrieben werden. Gleichzeitig stellt der sog. Emission Performance Standard (EPS) mit den Grenzwerten für zulässige CO₂-Emissionen in der Kapazitätsreserve sicher, dass auch die voraussichtlich nur selten abgerufenen Anlagen der Kapazitätsreserve keine substantiellen CO₂-Emissionen verursachen.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	1
2	Beschreibung der Kernelemente der Kapazitätsreserve und Darstellung der relevanten Regelwerke.....	3
2.1	Beschreibung der Kernelemente der Kapazitätsreserve	3
2.2	Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen	13
3	Qualitative Analyse der Auswirkungen auf die Kernelemente des Stromsystems	16
4	Literaturverzeichnis.....	29

1 Hintergrund

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt seine Energieversorgung umweltverträglicher zu gestalten und dabei die hohe Zuverlässigkeit der Stromversorgung sowie Kosteneffizienz zu gewährleisten. Zentraler Bestandteil der Energiewende ist der fortschreitende Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere von Windenergie an Land und auf See sowie von Photovoltaik, dem Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2022 sowie dem Kohleausstieg bis spätestens 2038. Letzterer sieht eine substantielle Stilllegung von Kohlekraftwerken bereits in der kurzen Frist bis zum Jahr 2023 vor. Neben der Entwicklung zu einem emissionsärmeren Stromsystem ist der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel ein weiterer wesentlicher Bestandteil der Energiewende. Die Effizienzgewinne des weiteren Zusammenwachsens des europäischen Binnenmarkts und der europaweite Ausbau der erneuerbaren Energien führen zu einem Abbau konventioneller Überkapazitäten in Deutschland und Europa. Gleichzeitig werden neue Kraftwerke, insbesondere im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung auf Erdgasbasis, zugebaut sowie neue innovative Geschäftsmodelle zur Flexibilisierung des Stromsystems etabliert.

Die geplante Transformation des Stromsystems von meist zentralen und steuerbaren Kraftwerken hin zu emissionsfreier, dezentraler und volatiler Erzeugung erfolgt dabei mit vergleichsweise hoher Geschwindigkeit. Zwar zeigen Untersuchungen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, dass der europäische Binnenmarkt grundsätzlich eine sichere Versorgung mit Elektrizität sicherstellen kann.¹ Jedoch kann – insbesondere für den Zeitraum des fortschreitenden intensiven Umbaus der Infrastruktur – nicht ausgeschlossen werden, dass in Extremsituationen zusätzliche Kapazitäten bzw. Flexibilitätsoptionen benötigt werden. Die deutsche Kapazitätsreserve dient dann, wenn alle verfügbaren Marktmechanismen ausgeschöpft sind, als zusätzliche Reserve und trägt damit zur

¹ Vgl. r2b, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP (2019).

angemessenen Stromversorgung im deutschen und europäischen Stromsystem bei. Sie wird aktiviert, wenn die Nachfrage an den Strommärkten nicht durch das Angebot gedeckt werden kann. Die Kapazitätsreserve wird außerhalb der Strommärkte vorgehalten und ist so ausgestaltet, dass Investitionsanreize und Wettbewerbssituation im Stromsektor möglichst nicht verzerrt werden.

2 Beschreibung der Kernelemente der Kapazitätsreserve und Darstellung der relevanten Regelwerke

2.1 Beschreibung der Kernelemente der Kapazitätsreserve

Um einen verständlichen Überblick der Funktionsweise der Kapazitätsreserve und ihrer Rolle im Strommarkt zu bieten, beschreiben wir in diesem Abschnitt zunächst schrittweise die Kernelemente der Kapazitätsreserve. Im Anschluss folgt ein tabellarischer Überblick der zugrundeliegenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Abschnitt 2.

Die Kapazitätsreserve lässt sich anhand folgender Kernelemente bzw. Charakteristika beschreiben:

- Verhältnis zu den Strommärkten
- Teilnahmevoraussetzungen
- Beschaffungsverfahren
- Verfügbarkeit, Testabrufe und Vertragsstrafen
- Aktivierung
- Abruf
- Vergütung, Kostenerstattung und Abrechnung

Verhältnis zu den Strommärkten

Die Kapazitätsreserve wird grundsätzlich **außerhalb der Märkte** eingesetzt, um mögliche Rückwirkungen auf die Strommärkte zu minimieren. So dürfen in der Kapazitätsreserve bezuschlagte **Erzeugungsanlagen**² keine Energie oder

² Für Speicher, die gemäß KapResV ebenfalls teilnahmeberechtigt sind, gelten weitestgehend die gleichen Regelungen wie für Erzeugungsanlagen. Es ist aufgrund der Ausgestaltung der Kapazitätsreserve jedoch zu erwarten, dass Speicher aus wirtschaftlichen Gründen nicht an der Kapazitätsreserve teilnehmen. Daher werden Speicher im weiteren Verlauf dieses Gutachtens nicht mehr explizit erwähnt.

Leistung an den Strom- und Regelenergiemärkten veräußern. Sie erzeugen Strom lediglich auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), wenn die Nachfrage bei gegebenen technischen Preislimits das Angebot übersteigt. Die ÜNB dürfen die Kapazitätsreserve zudem erst dann abrufen, wenn alle netzseitigen Maßnahmen (bspw. Netzschaltungen) sowie alle marktbezogenen Maßnahmen nach dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz ausgeschöpft sind. Letztere umfassen u. a. den Abruf von Regelenergie, die Abschaltung von kontrahierten Lasten³ oder auch die Bindung von Kraftwerken über kurzfristige OTC-Geschäfte. So soll gewährleistet werden, dass vor Abruf der Kapazitätsreserve alle marktlichen Optionen eingesetzt werden, um auf einen etwaigen Lastüberhang zu reagieren. Die Kapazitätsreserve greift also nicht in die Anreizstruktur der Spotmärkte (Day-ahead und Intraday) ein. Vielmehr dient sie als zusätzliche Absicherung außerhalb der Märkte, um folgenreiche Maßnahmen, wie den unfreiwilligen Abwurf von Lasten (bzw. rollierenden Abschaltungen), vorzubeugen.

Um auch langfristig die Wettbewerbssituation nicht zu verzerren, gilt für Erzeugungsanlagen zudem ein **Rückkehrverbot an die Strom- und Regelenergiemärkte**, sobald sie einmal in der Kapazitätsreserve gebunden waren. Diese hätten durch die Vergütung für die Vorhaltung ihrer Leistung in der Kapazitätsreserve einen kompetitiven Vorteil, würden sie nach Beendigung ihrer Verpflichtung an die Strommärkte zurückkehren. Eine detaillierte Betrachtung möglicher Rückwirkungen der Kapazitätsreserve auf die Strom- und Regelenergiemärkte erfolgt in Abschnitt 3.

Für **regelbare Lasten** gelten teilweise abweichende Regelungen. Zunächst müssen regelbare Lasten am Strommarkt aktiv sein, da sie ihren Strombedarf an den

³ Abschaltbare Lasten sind Stromverbraucher (Lasten), die durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kontrahiert und steuerbar d. h. auch abschaltbar sind. Ein ÜNB kann bei Bedarf die abschaltbaren Lasten anweisen weniger Strom zu verbrauchen, um ein Erzeugungsdefizit oder einen Netzengpass zu beheben.

Terminmärkten decken müssen, um die dort beschaffte Leistung bei Abruf in der Kapazitätsreserve den ÜNB zur Verfügung zu stellen zu können. Streng genommen handelt es sich bei regelbaren Lasten daher nicht um Ressourcen außerhalb der Märkte. So gilt für regelbare Lasten auch kein Rückkehrverbot an die Strommärkte, da sie nach einer Kontrahierung in der Kapazitätsreserve weiter am Strommarkt aktiv sein dürfen. Andernfalls müsste die Last (bspw. eine Fabrik oder Raffinerie) stillgelegt werden, was prohibitiv für eine Teilnahme an der Kapazitätsreserve sein dürfte. Somit wird dem Strommarkt für den Zeitraum der Kontrahierung einer eigentlich am Strommarkt agierenden regelbaren Last in der Kapazitätsreserve effektiv Angebotspotenzial entzogen. Dies hat zur Folge, dass die technischen Preisobergrenzen an den Strommärkten *ceteris paribus* (c. p.) schneller bzw. öfter erreicht werden, weil die in der Kapazitätsreserve kontrahierte regelbare Last bei Erreichen ihrer Zahlungsbereitschaft nicht marktgetrieben abregeln kann, da sie ihren Verpflichtungen aus der Kapazitätsreserve nachkommen muss. Aus diesem Grund haben regelbare Lasten in der Kapazitätsreserve einen deutlich größeren Einfluss auf den Strommarkt als Erzeugungsanlagen (vgl. hierzu auch Abschnitt 3).

Dies gilt analog für den Regelenergiemarkt, dem damit ebenfalls Angebotspotentiale entzogen werden. Deshalb ist geregelt, dass flexible Lasten nach einer einmaligen Teilnahme an der Kapazitätsreserve für nur einen Erbringungszeitraum an die Regelenergiemärkte zurückkehren dürfen. Bei einer Teilnahme für mehrere Erbringungszeiträume gilt ein befristetes Rückkehrverbot von einem Jahr. Auch zu diesem Aspekt erfolgt eine nähere Betrachtung potenzieller Auswirkungen auf die Strom- und Regelenergiemärkte in Abschnitt 3.

Teilnahmevoraussetzungen

Kapazitäten müssen gewisse technische **Teilnahmevoraussetzungen** erfüllen, um für die Kapazitätsreserve zugelassen werden zu können. Diese sind gesetzlich in der Kapazitätsreserveverordnung geregelt und werden von den ÜNB in zwei

Regelwerken präzisiert. Des Weiteren gibt es spezifische Voraussetzungen für Erzeugungsanlagen bzw. regelbare Lasten. Die Betreiber der teilnehmenden Anlagen müssen mit ihrem Gebot erklären, dass sie die geforderten Voraussetzungen erfüllen. Die Anforderungen sind:

- Ein Anschluss an ein Elektrizitätsversorgungsnetz im Bundesgebiet, das über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist,⁴
- eine Anfahrzeit von maximal 12 Stunden (für Erzeugungsanlagen aus dem kalten Zustand),
- die Fähigkeit zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder des Wirkleistungsbezugs um mindestens je 30 Prozent der Reserveleistung innerhalb von 15 Minuten (für Erzeugungsanlagen aus dem Betrieb in Mindestteillast),
- die Erfüllung der „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reserveanbieters zur Erbringung von Regelreserve“, definiert und veröffentlicht durch die ÜNB,
- für Erzeugungsanlagen eine Mindestteillast von maximal 50 Prozent der Gebotsmenge und
- für regelbare Lasten eine konstante und unterbrechungsfreie Leistungsaufnahme mindestens in Höhe der Gebotsmenge.

⁴ Ausländische Kapazitäten mit einem direkten Anschluss an das deutsche Höchstspannungsnetz über nicht mehr als zwei Umspannungsebenen sind grundsätzlich teilnahmeberechtigt (bspw. die Pumpspeicher Kopswerke in Österreich oder Vianden in Luxemburg). Im Beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren wurde festgestellt, dass keine Verpflichtung besteht, ausländische Kapazitäten die Teilnahme an der Kapazitätsreserve zu erlauben. Der Grund dafür ist der Anwendungsfall, für den die Kapazitätsreserve konzipiert ist. Da sämtliche Marktmechanismen vorgeschaltet sind, ist davon auszugehen, dass beim Einsatz der Kapazitätsreserve sämtliche Importkapazitäten ausgeschöpft sind und ausländische Kapazitäten daher nicht in der Lage sind, eine technisch äquivalente Leistung zu erbringen. In Zeiten von gleichzeitiger Stromknappheit hingegen, könnten ausländische Kapazitäten in der Lage sein, eine solche Leistung zu erbringen. Gemäß dem aktuellen Gutachten zur Angemessenheit der Ressourcen im deutschen Stromsystem sind solche Situationen jedoch nicht bis zum Ende der beihilferechtlichen Genehmigung im Jahr 2025 zu erwarten.

- Für regelbare Lasten ist die Teilnahme zudem auf solche Anlagen beschränkt, die in den vorausgehenden 3 Jahren keine Vergütung am Regenergiemarkt oder für ihre Flexibilität im Rahmen einer Kontrahierung als abschaltbare Last durch die ÜNB erhalten haben.

Zudem gelten für regelbare Lasten weitere Bestimmungen zur Lastcharakteristik, die den ÜNB minutenscharf nachgewiesen werden müssen. So muss eine regelbare Last in mindestens drei Vierteln aller Fahrplanintervalle eines Jahres unterbrechungsfrei eine Leistung von mindestens der Reserveleistung beziehen. Konstanz und Unterbrechungsfreiheit des Leistungsbezugs werden auf Basis von Minutenmittelwerten der von der Last bezogenen Leistung bestimmt.

Weiterhin sind die Erzeugungsanlagen in der Kapazitätsreserve an den in der EU-Verordnung 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-VO 2019/943) festgeschriebenen emission performance standard (EPS) gebunden. Es gelten folgende Anforderungen in Bezug auf CO₂-Emissionsgrenzwerte:

- Anlagen, die ab dem 4. Juli 2019 in Betrieb genommen worden sind, dürfen maximal 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität ausstoßen.
- Ab dem 1. Juli 2025 dürfen Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 4. Juli 2019 maximal 550 g CO₂ aus fossilen Brennstoffen je kWh Elektrizität oder maximal 350 kg CO₂ p.a. aus fossilen Brennstoffen im Jahresdurchschnitt je installiertem Kilowatt Leistung elektrisch ausstoßen.

Beschaffungsverfahren

Das **Beschaffungsverfahren** soll eine transparente, wettbewerbliche und diskriminierungsfreie Bestimmung der Anlagen für die Kapazitätsreserve

gewährleisten. Die zu beschaffende Reserveleistung (aktuell 2 GW⁵) wird alle zwei Jahre ausgeschrieben. Die ÜNB veröffentlichen dazu die entsprechenden Informationen zum Angebot mindestens drei Monate im Voraus. Diese beinhalten das Datum der Auktion, die Gesamtvertragskapazität, die technischen und formalen Voraussetzungen für die Teilnahme, die Lieferfristen sowie die Obergrenze für die Gebotswerte. Die Auktion findet mindestens 18 Monate vor Beginn des Erbringungszeitraums statt. Interessierte Marktteilnehmer müssen ihr Angebot (angebotene Reserveleistung und Gebotswert pro Megawatt) gemäß den formalen Vorgaben der ÜNB einreichen und erklären, dass sie die Anforderungen für die Teilnahme an der Kapazitätsreserve erfüllen (vgl. obenstehende Ausführungen zu Teilnahmevoraussetzungen). Die ÜNB bezuschlagen die zulässigen Gebote nach dem Gebotswert in aufsteigender Reihenfolge, bis die ausgeschriebene Reserveleistung erreicht ist. Die dann vertraglich vereinbarten Kapazitäten sind mit Beginn des Erbringungszeitraums zwei Jahre in der Kapazitätsreserve gebunden und dürfen an Ausschreibungen für spätere Erbringungsperioden erneut teilnehmen. Die beihilferechtliche Genehmigung der Kapazitätsreserve in ihrer derzeitigen Form ist bis zum 01.10.2025 befristet. Bis dahin ist vorgesehen noch zwei weitere Beschaffungsrunden in den Jahren 2021 und 2023 durchzuführen.

Verfügbarkeit, Testabrufe und Vertragsstrafen

Vor Beginn des Erbringungszeitraums führt der Anschluss-ÜNB für jede Kapazitätsreserveanlage einen **Funktionstest** durch. Der Funktionstest dient dazu zu prüfen, ob die Anlage tatsächlich die Teilnahmevoraussetzungen erfüllt. Dazu aktiviert der ÜNB, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist (Anschluss-ÜNB), zu einem mit dem Anlagenbetreiber abgestimmten Termin die Anlage und ruft die

⁵ Die zu beschaffende Reserveleistung wird regelmäßig auf Basis aktueller Rechnungen evaluiert. In der beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve wurde bis zum Jahr 2025 eine Obergrenze von 2 GW festgelegt.

volle vertraglich festgelegte Reserveleistung für eine Dauer von bis zu zwölf Stunden ab.

Die Kapazitätsreserveanlage muss in der Regel für den gesamten Erbringungszeitraum und mit vollständiger Reserveleistung für Aktivierungen und Abrufe durch die ÜNB zur Verfügung stehen. Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten sind jedoch gestattet solange sie dem Anschluss-ÜNB rechtzeitig mitgeteilt worden sind und ihre Gesamtdauer drei Monate in einem Vertragsjahr nicht übersteigt. Geplante Nichtverfügbarkeiten können durch technisch notwendige Instandhaltungsmaßnahmen entstehen. Sie gelten als geplant, wenn sie dem Anschluss-ÜNB vor dem 31. Juli des Vorjahres angezeigt werden. Ungeplante Nichtverfügbarkeiten sind Nichtverfügbarkeiten, deren Notwendigkeit vor Ablauf der Frist noch nicht erkennbar war. Der Anlagenbetreiber muss ungeplante Nichtverfügbarkeiten umgehend bei dem zuständigen ÜNB mitteilen.

Um die Funktionsfähigkeit der Kapazitätsreserveanlage innerhalb des Erbringungszeitraums zu überprüfen muss der Anschluss-ÜNB mindestens einmal und maximal zweimal je Vertragsjahr einen **Probeabruf** durchführen. Dazu aktiviert der ÜNB die Anlage und ruft sie für eine Dauer von bis zu zwölf Stunden ab. Falls eine Reserveanlage regulär abgerufen wird und ihre volle Reserveleistung erbringt, verringert sich die Zahl der notwendigen und maximal zulässigen Probeabrufe um je einen Probeabruf. Bei den Funktionstests und Probeabrufen werden entsprechend Marktkraftwerke in Höhe der eingesetzten Leistung der Kapazitätsreserve durch den ÜNB heruntergeregelt, so dass Marktverzerrungen durch den im Rahmen von Funktionstests und Probeabrufen zusätzlich eingespeisten Strom ausgeschlossen sind.

Sollten **Kapazitätsreserveanlagen ihre vertraglich vereinbarten Pflichten nicht oder nur unzureichend nachkommen, sieht die Kapazitätsreserveverordnung diverse Vertragsstrafen** vor. Absolviert eine Anlage beispielsweise bis zum Beginn des Erbringungszeitraums keinen erfolgreichen Funktionstest, so ist der Anlagenbetreiber zu einer Zahlung in Höhe von 20 % der für den gesamten

Erbringungszeitraum vereinbarten Vergütung verpflichtet. Bei Pflichtverletzungen durch nicht (vollständig) erbrachte oder nicht rechtzeitig erbrachte Leistung im Falle einer Aktivierung, eines Abrufs oder eines Probeabrufs ist eine Vertragsstrafe in Höhe von 15 % der im Vertragsjahr vereinbarten Vergütung vorgesehen. Der Anlagenbetreiber zahlt die Vertragsstrafen an den entsprechenden Anschluss-ÜNB.

Aktivierung

Die ÜNB sind dazu verpflichtet die Kapazitätsreserve rechtzeitig zu aktivieren, um sicherzustellen, dass die Anlagen zum möglichen Einsatz-Zeitpunkt mit ihrer vollständigen Reserveleistung einspeisefähig sind. Eine Aktivierung im Sinne der Kapazitätsreserve bedeutet, dass Erzeugungsanlagen gestartet werden und in Mindestteillast laufen und regelbare Lasten für einen möglichen Abruf vorbereitet werden. **Die Aktivierung erfolgt bei Marktsituationen, die auf eine Notwendigkeit von zusätzlicher Kapazität hindeuten.** Diese Marktsituationen sind gesetzlich definiert. So müssen die ÜNB die Anlagen in der Kapazitätsreserve aktivieren, wenn:

- bei der letzten Auktion des vortägigen Handels an der Strombörse (day ahead Markt) die Markträumung ausbleibt⁶,
- bei der Eröffnungsauktion des untertägigen Handels an der Strombörse (intraday Eröffnungsauktion) die Markträumung ausbleibt oder
- im untertägigen, kontinuierlichen Handel an der Strombörse (intraday Markt) für eine Fahrplanviertelstunde offene Kaufgebote in Höhe des technischen Preislimits eingestellt sind, die nicht innerhalb einer Stunde vollständig erfüllt werden.

⁶ Die Markträumung an der Strombörse bleibt aus, wenn die Nachfrage das Angebot bei den gegebenen technischen Gebotslimits übersteigt.

Die ÜNB müssen bei der Aktivierung die Anfahrzeit der Anlagen der Kapazitätsreserve berücksichtigen. Durch den von den Kapazitätsreserveanlagen in Mindestteillast produzierten Strom entsteht durch die Aktivierung zunächst ein Überangebot. Die ÜNB müssen dieses Überangebot durch eine Anpassung der Einspeisung von in Betrieb befindlichen Erzeugungsanlagen durch Anwendung von Redispatch ausgleichen. Diese Anlagen werden nach technischer Eignung und ökonomischen Kriterien ausgewählt und deren Betreiber werden für die Anpassung ihrer Einspeisung entsprechend entschädigt.

Abruf

In dem Fall, dass der sichere und zuverlässige Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes gefährdet ist⁷ und alle netzseitigen Maßnahmen⁸ sowie alle marktbezogenen Maßnahmen (bspw. Einsatz der Regelenergie) ausgeschöpft sind, dürfen die ÜNB die Kapazitätsreserve abrufen. Diese „Nachrangigkeit“ beim Abruf bedeutet somit auch, dass zunächst ein großer Teil der Regelleistung⁹ eingesetzt wird, bevor die Kapazitätsreserve abgerufen wird. Dadurch wird sichergestellt, dass auch die Preissignale im Regelenergiemarkt (Regelarbeitspreise) so wenig wie möglich beeinflusst werden. Ein Abruf der Kapazitätsreserve kann bis zu zwölf Stunden dauern und zwischen zwei Abrufen müssen mindestens sechs Stunden vergehen, wobei der Anlagenbetreiber auf diesen Zeitraum verzichten kann.

⁷ Grundsätzlich handelt es sich um zwei Arten von Situationen, in denen das Übertragungsnetzsystem gefährdet ist, und die Kapazitätsreserve aktiviert und abgerufen werden kann. Dies sind erstens Situationen, in denen die Markträumung ausbleibt und zweitens Situationen in denen trotz Markträumung netzseitige Probleme die Systemsicherheit gefährden. Auch im zweiten Falle können die ÜNB die Kapazitätsreserve als letztes Mittel einsetzen, um einen unfreiwilligen Lastabwurf zu verhindern.

⁸ Solche netzbezogenen Maßnahmen können beispielsweise Schaltvorgänge an Sammelschienen in Netzknoten oder der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren sein, damit Ressourcen ihre maximal verfügbare Kapazität einspeisen können. Die Kapazitätsreserveverordnung sieht vor, dass solche netzbezogenen Maßnahmen vor marktbezogenen Maßnahmen anzuwenden sind und diese beiden Maßnahmen vorrangig zur Kapazitätsreserve anzuwenden sind.

⁹ Von einem Einsatz eines großen Teils der Regelleistung ist gem. Begründung der KapResV regelmäßig dann auszugehen, wenn 100 % der den ÜNB zur Verfügung stehenden positiven Minutenreserveleistung und 60 % der positiven Sekundärregelleistung angefordert sind.

Diejenigen Anlagen, die im Rahmen der Aktivierung der Kapazitätsreserve mittels Redispatch heruntergeregelt wurden (vgl. Abschnitt „Aktivierung“), werden bei Abruf der Kapazitätsreserve ebenfalls wieder hochgeregelt. D. h. die physische Erbringung zum Zeitpunkt des Abrufs der Kapazitätsreserve erfolgt zum Teil von Kapazitätsreserveanlagen und zum Teil von Marktkraftwerken, die beide seit der Aktivierung der Kapazitätsreserve in Teillast betrieben werden (vgl. hierzu auch die Ausführungen unter „Aktivierung“).

Vergütung, Kostenerstattung und Abrechnung

Die jährliche Vergütung für die Betreiber der Anlagen in der Kapazitätsreserve ergibt sich aus der individuellen Gebotsmenge multipliziert mit dem Wert des höchsten bezuschlagten Gebots in der Beschaffungsperiode (pay-as-cleared). Mit dieser Vergütung sind die Aufwände für die Funktionstest, die zulässigen Probeabrufe sowie bis zu 16 Einsätze (Aktivierung und / oder Abruf) innerhalb der Kapazitätsreserve abgegolten. Der Betreiber einer Kapazitätsreserveanlage kann darüber hinaus weitere Kosten gegenüber den ÜNB geltend machen:

- für Einsätze in der Kapazitätsreserve, die über die abgegoltene Anzahl von Einsätzen hinausgehen (bspw. für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und sonstige Betriebsstoffe oder im Falle von regelbaren Lasten für Opportunitätskosten),
- die dafür entstehen, dass auf Anforderung der ÜNB die Schwarzstartfähigkeit einer Anlage hergestellt oder aufrechterhalten wird,
- die dafür entstehen, dass auf Anforderung der ÜNB die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung hergestellt oder aufrechterhalten wird und
- für die Ausgleichsenergie, die während Einspeisungen oder Reduktionen des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung der ÜNB im Rahmen der Bewirtschaftung des Bilanzkreises nötig ist.

Die Kosten der Vorhaltung sowie für Einsätze der Kapazitätsreserve werden grundsätzlich über die Netzentgelte auf alle Stromverbraucher umgelegt.

Im Falle eines Abrufs der Kapazitätsreserve tragen allerdings die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), die den Abruf verursacht haben die Kosten. In den Fahrplanviertelstunden, in denen die Kapazitätsreserve abgerufen wird, zahlen unterdeckte BKV einen erhöhten Ausgleichsenergiepreis, der mindestens zweimal so hoch ist wie das technische Gebotslimit im untertägigen Handel (d.h. mindestens ca. 20 T€/MW). Diese Erlöse werden von den auf die Stromverbraucher umgelegten Kosten abgezogen und wirken dämpfend auf die Netzentgelte. Aufgrund des sehr hohen Ausgleichsenergiepreises ist davon auszugehen, dass nicht nur die Kosten des Abrufs vollständig, sondern auch Teile der Aktivierungs- und Vorhaltungskosten der Kapazitätsreserve gedeckt werden.

2.2 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

In der untenstehenden Tabelle ist je Kernelement der Kapazitätsreserve die rechtliche Grundlage dargestellt und kurz erläutert. Die relevanten Regelwerke zur Kapazitätsreserve sind:

- die Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-VO 2019/943),
- die ACER-Entscheidung zu technischen Richtlinien für die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen,¹⁰
- und die EU-Notifizierung zur beihilferechtlichen Genehmigung der Kapazitätsreserve.¹¹
- die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV),
- die Standardbedingungen der ÜNB,¹²
- die Teilnahmevoraussetzungen für die Kapazitätsreserve,¹³

¹⁰ Vgl. ACER (2020).

¹¹ Vgl. EU-Kommission (2018).

¹² Vgl. ÜNB (2019a).

¹³ Vgl. ÜNB (2019b).

Kernelement Kapazitätsreserve	Relevante Regelwerke	Erläuterungen
Verhältnis zu den Strommärkten	<ul style="list-style-type: none"> • § 22 Abs. 2 d) und e) EU-VO 2019/943 • EU-Notifizierung • § 3 Abs. 2, 4 KapResV 	<p>Art. 22 (2) 2 d) und e) EU-VO 2019/943 regelt das Verhältnis strategischer Reserven zu den Strommärkten</p> <p>§ 3 Abs. 2 KapResV setzt die EU-Vorgaben um und regelt das Rückkehrverbot. Abs. 4 beinhaltet die Ausnahme des Rückkehrverbots für regelbare Lasten.</p>
Teilnahmevoraussetzungen	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 22 (4) und 26 (1) EU-VO 2019/943 • § 9 KapResV • Teilnahmevoraussetzungen der ÜNB • Art. 3 (1) ACER-Entscheidung • (RN 125) EU-Notifizierung zur beihilferechtlichen Genehmigung 	<p>Art. 22 (4) EU-VO 2019/943 regelt die Emissionsgrenzwerte, die Anlagen in der Kapazitätsreserve einhalten müssen.</p> <p>§ 9 KapResV regelt grundsätzliche Teilnahmevoraussetzungen für Kapazitäten und Lasten. Er erlaubt zudem den ÜNB darüberhinausgehende Teilnahmevoraussetzungen je Beschaffungsperiode zu definieren.</p> <p>Nach Art. 26 (1) EU-VO 2019/943 muss ausländischen Kapazitäten grundsätzlich die Teilnahme an Kapazitätsmechanismen erlaubt werden, sofern technisch möglich. Art. 3 (1) der ACER Entscheidung 36-2020 spezifiziert, dass ausländische Kapazitäten eine technisch äquivalente Leistung erbringen müssen.</p> <p>Im Beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren wurde festgestellt, dass keine Verpflichtung besteht ausländische Kapazitäten die Teilnahme an der Kapazitätsreserve zu erlauben. Der Grund dafür ist der Anwendungsfall, für den die Kapazitätsreserve konzipiert ist. Da sämtliche Marktmechanismen vorgeschaltet sind, ist davon auszugehen, dass beim Einsatz der Kapazitätsreserve sämtliche Importkapazitäten ausgeschöpft sind und ausländische Kapazitäten daher nicht in der Lage sind eine technisch äquivalente Leistung zu erbringen.</p>
Beschaffungsverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 22 (1) EU-VO 2019/943 	<p>Art. 22 (1) EU-VO 2019/943 definiert Gestaltungsgrundsätze für Kapazitätsmechanismen.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • §§ 11 bis 18 KapResV 	<p>Unter Berücksichtigung dieser EU-Vorgaben sind in den §§ 11 bis 18 KapResV die Regelungen zum gesamten Beschaffungsverfahren festgehalten. Dies betrifft u.a. die Bekanntmachung der Beschaffung, Gebotsmodalitäten, einzuhaltende Fristen sowie die Bezuschlagung.</p>
Verfügbarkeit, Testabrufe und Vertragsstrafen	<ul style="list-style-type: none"> • §§ 27 bis 30 und 34 bis 36 KapResV • Kap. 4, 5.7, 5.8 und 10 der Standardbedingungen der ÜNB 	<p>Art. 22 (2) a) EU-VO 2019/943 gibt vor wann strategische Reserven eingesetzt werden können. Nummer 2 c) regelt Grundsätze zur Abrechnung. Die Artikel der KapResV bilden unter Einhaltung dieser Gestaltungsgrundsätze die Gesetzesgrundlage dieser Kernelemente. Nähere spezifische Regelungen, insb. in technischer Hinsicht, sind in den Standardbedingungen der ÜNB geregelt.</p>
Aktivierung	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 22 (2) a) und c) EU-VO 2019/943 • § 25 KapResV • Kap. 5.4 der Standardbedingungen der ÜNB 	<p><i>Zu Verfügbarkeit, Testabrufe und Vertragsstrafen:</i></p>
Abruf	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 22 (2) a) EU-VO 2019/943 • § 26 KapResV • Kap. 5.4 der Standardbedingungen der ÜNB 	<p>§ 27 KapResV regelt die Verfügbarkeitsanforderungen, § 28 KapResV die Funktionstests vor der Beschaffungsperiode, § 29 KapResV Probeabrufe und Testfahrten während der Beschaffungsperiode und § 30 KapResV die Pflichten zur Nachbesserung.</p>
Vergütung, Kostenerstattung und Abrechnung	<ul style="list-style-type: none"> • Art. 22 (2) c) EU-VO 2019/943 • § 19 KapResV • Kap. 6 und 7 der Standardbedingungen der ÜNB 	<p>§§ 34 bis 36 KapResV regeln außerdem die zu zahlenden Vertragsstrafen im Falle von Nichtverfügbarkeiten oder anderen Pflichtverstößen.</p> <p><i>Zu Vergütung, Kostenerstattung und Abrechnung:</i></p> <p>§ 19 KapResV regelt die Modalitäten zur Vergütung und Kostenerstattung.</p> <p>§§ 31 bis 33 KapResV regeln die Abrechnungsmodalitäten zwischen ÜNB und Betreiber der Kapazitätsreserve als auch ÜNB und BKV.</p>

3 Qualitative Analyse der Auswirkungen auf die Kernelemente des Stromsystems

Im folgenden Abschnitt werden die Auswirkungen der Kapazitätsreserve qualitativ untersucht. Zur besseren Verständlichkeit erfolgt die Analyse schrittweise entlang der folgenden Kernelemente des Stromsystems:

- 1) Terminmärkte für Elektrizität,
- 2) Spotmärkte für Elektrizität,
- 3) Regelenergiemärkte,
- 4) Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem,
- 5) Angemessenheit der Ressourcen,
- 6) Investitionsanreize des europäischen Strommarkts,
- 7) Klimaschutz im Stromsystem.

Je Element prüfen wir zunächst welche Auswirkungen die Kapazitätsreserve im deutschen Stromsystem entfaltet. Anschließend bewerten wir, ob und in welchem Ausmaß sich die identifizierten Effekte auf die europäischen Nachbarsysteme übertragen.

1) Terminmärkte für Elektrizität

Die Teilnahme einer Anlage an der Kapazitätsreserve ist gleichbedeutend mit ihrem Rückzug aus den Strommärkten. Dieser Rückzug ist für Erzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke) dauerhaft, während regelbare Lasten nach dem Einsatz in der Kapazitätsreserve an die Strommärkte zurückkehren dürfen. Für eine nähere Betrachtung der Auswirkungen differenzieren wir dementsprechend aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen zwischen Erzeugungsanlagen und regelbaren Lasten.

Erzeugungsanlagen werden durch das in der KapResV verankerte Rückkehrverbot dauerhaft von den **Terminmärkten** ausgeschlossen, wodurch das dortige Angebotspotenzial sinken könnte. Würden diese Anlagen ohne die Teilnahme an

der Kapazitätsreserve nicht stillgelegt, sänke das tatsächliche Angebot an den Terminmärkten durch die Kapazitätsreserve, was c. p. zu höheren Terminmarktpreisen führen kann. Es ist jedoch fraglich, ob die Erzeugungsanlagen der Kapazitätsreserve tatsächlich auf den Terminmärkten wettbewerbsfähig wären. Vielmehr ist aufgrund des strikten Rückkehrverbots davon auszugehen, dass die Teilnahme an der Kapazitätsreserve nur für die Anlagen opportun ist, die an den Terminmärkten nicht wirtschaftlich vermarktet werden können. Dies sind Anlagen, die entweder endgültig stillgelegt oder kurzfristig am Spotmarkt und in der Regelleistung vermarktet würden. Ohne die Kapazitätsreserve würden diese Anlagen also voraussichtlich ohnehin aus den Terminmärkten ausscheiden.

Für **regelbare Lasten** gilt der Ausschluss von den **Terminmärkten** nicht. Die Teilnehmer an der Kapazitätsreserve müssen zur Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen eine langfristige Deckung ihres Strombedarfs vorweisen. Dafür ist die Teilnahme an den Terminmärkten vielmehr zwingend erforderlich. Dies kann die Aktivität regelbarer Lasten auf den Terminmärkten tendenziell erhöhen, um die Teilnahmevoraussetzungen der Kapazitätsreserve zu erfüllen. Wir schätzen den Effekt jedoch als sehr gering ein, da davon auszugehen ist, dass Lasten ohnehin einen Großteil ihres Strombedarfs am Terminmarkt beschaffen, um sich gegen Preisrisiken abzusichern.

Aus diesen Gründen ist nach unserer Einschätzung kein signifikanter Effekt der Kapazitätsreserve auf die Terminmärkte in Deutschland und Europa zu erwarten. Allenfalls ist denkbar, dass Anlagen aufgrund der Opportunität in der Kapazitätsreserve etwas früher aus den Terminmärkten ausscheiden.

2) Spotmärkte für Elektrizität

Für die Spotmärkte gelten die gleichen Regelungen bzgl. Teilnahme und Rückkehr bei Verpflichtungen in der Kapazitätsreserve wie für die Terminmärkte. Analog zum vorherigen Abschnitt werden die Auswirkungen auf die Spotmärkte differenziert zwischen Erzeugungsanlagen und regelbaren Lasten betrachtet.

Erzeugungsanlagen, die auf den **Spotmärkten** aktiv sind, veräußern dort ihren produzierten Strom in der kurzen Frist. Nimmt eine Anlage an der Kapazitätsreserve teil, muss sie sich von dort zurückziehen, sodass sich das **Angebotspotential** tendenziell verringert. Die tatsächliche Auswirkung auf das Marktergebnis wird jedoch durch die ökonomischen Charakteristika der Anlagen in der Kapazitätsreserve bestimmt. So ist zu erwarten, dass die Erzeuger, die es in Erwägung ziehen an der Kapazitätsreserve teilzunehmen, relativ hohe Grenzkosten aufweisen und dementsprechend einen hinteren Platz in der Merit-Order am Spotmarkt einnehmen würden. In den meisten Stunden eines Jahres würden sie aus diesem Grund nicht auf eine entsprechende Nachfrage treffen und damit keinen Effekt auf den Strompreis ausüben. Treten allerdings Situationen auf, in denen das Strompreisniveau über den Grenzkosten dieser Anlagen liegt, hätte ihr Fehlen im Spotmarkt einen preistreibenden Effekt, da stattdessen teurere Anlagen den Preis setzen würden. Die Kapazitätsreserve könnte also das Auftreten höherer Preispitzen wahrscheinlicher machen. Zudem könnten Situationen, in denen die Nachfrage das Angebot am Spotmarkt übersteigt, schneller und häufiger auftreten, wenn die Kapazitätsreserve dem Spotmarkt tatsächlich das Angebot entzöge. Demgegenüber steht jedoch die Annahme, dass überwiegend diejenigen Erzeugungsanlagen an der Kapazitätsreserve teilnehmen, die andernfalls nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden könnten und damit stillgelegt werden würden. Daher schätzen wir, dass die **Auswirkungen der Kapazitätsreserve auf das Angebotspotential von Erzeugungsanlagen auf den Spotmärkten in Deutschland und Europa gering** sind. Allenfalls ist denkbar, dass sich Betreiber von Erzeugungsanlagen etwas frühzeitiger als geplant von den Spotmärkten zurückziehen, um an der Kapazitätsreserve teilnehmen zu können.

Regelbare Lasten können ihre auf den Terminmärkten bereits in der Vergangenheit kontrahierten Strommengen auf den **Spotmärkten** anbieten. Ebenso wie Erzeugungsanlagen ist regelbaren Lasten in der Kapazitätsreserve die Teilnahme an den Spotmärkten untersagt, sodass sich das Angebotspotential auf durch die Teilnahme regelbarer Lasten an der Kapazitätsreserve c. p. verringert. Anders als

bei Erzeugungslagen ist davon auszugehen, dass das Primärinteresse der Betreiber regelbarer Lasten nicht die wirtschaftliche Aktivität am Strommarkt, sondern der Fortbestand der Geschäftstätigkeit ist. Daher kann nicht damit gerechnet werden, dass regelbare Lasten ohne Engagement in der Kapazitätsreserve stillgelegt werden würden, sondern weiterhin Marktteilnehmer wären.¹⁴ Sind regelbare Lasten in der Kapazitätsreserve gebunden, können sie nicht auf die Lage an den Strommärkten reagieren. **Die Teilnahme regelbarer Lasten an der Kapazitätsreserve entzieht also Angebotspotenzial aus den Spotmärkten, was das Auftreten von Knappheitssituationen und höherer Preisspitzen verstärken kann und damit auch den Einsatz der Kapazitätsreserve wahrscheinlicher macht.** In einer Situation, in der die Stromnachfrage das Angebot übersteigt, können in der Kapazitätsreserve kontrahierte regelbare Lasten nicht über Marktsignale aktiviert werden, um den Nachfrageüberhang auszugleichen. Der Ausgleich von Angebot und Nachfrage geschieht dann erst mit Aktivierung der Kapazitätsreserve. Das heißt, dass unter Umständen eine Kapazitätsreserve, die regelbare Lasten an sich bindet, Mitverursacherin ihres eigenen Abrufs ist. Durch die fortschreitende Integration der europäischen Strommärkte im Binnenmarkt ist zu erwarten, dass die beschriebenen Effekte teilweise auch die Strommärkte im benachbarten Ausland betreffen können.

3) Regelenergiemärkte

Erzeugungsanlagen wie auch regelbare Lasten können positive wie negative Regelenergie verschiedener Qualitäten an die ÜNB veräußern. Erzeugungsanlagen können Regelenergie entweder aus dem laufenden Betrieb anbieten, indem sie ihre Erzeugungsleistung erhöhen oder verringern, oder positive Regelenergie aus dem Stand (Kaltstart) zur Verfügung stellen. Regelbare Lasten können positive bzw. negative Regelenergie bereitstellen, indem sie ihren Netzbezug entspre-

¹⁴ Darin begründet sich die Ausnahme vom Rückkehrverbot für regelbare Lasten.

chend erhöhen bzw. verringern. Den an der Kapazitätsreserve teilnehmenden Anlagen ist die Teilnahme an Regelenenergiemärkten untersagt. Für Erzeugungsanlagen gilt zudem ein Rückkehrverbot bis zur endgültigen Stilllegung, während regelbare Lasten nach Ende des Erbringungszeitraums grundsätzlich an die Regelenenergiemärkte zurückkehren dürfen.

Zunächst ergibt sich ein zentraler Aspekt für mögliche Auswirkungen auf die Regelenenergiemärkte aufgrund des gesetzlich vorgegebenen nachrangigen Abrufs (vgl. Kernelement „Abruf“ in Abschnitt 2.1). Demnach müssen die ÜNB zunächst einen großen Teil der vorgehaltenen Regelleistung einsetzen, bevor die Kapazitätsreserve abgerufen wird. Dadurch wird sichergestellt, dass auch die Preissignale in den Regelenenergiemärkten so wenig wie möglich beeinflusst werden – und dabei insbesondere hohe Preisspitzen im Regelenenergiemarkt nicht durch einen (früheren) Einsatz der Kapazitätsreserve unterdrückt werden.

Analog zu den Spot- und Terminmärkten kann sich aber auch an den Regelenenergiemärkten durch die Kapazitätsreserve das Angebotspotenzial verringern und so c. p. treibend auf die Preise für Regelleistung und -arbeit wirken. Dies könnte geschehen, wenn sich Anbieter aus den Regelenenergiemärkten zurückziehen, um an der Kapazitätsreserve teilzunehmen. Das Angebotspotenzial für Regelenenergie durch Erzeuger wird dabei dauerhaft entzogen, da diese unter das Rückkehrverbot fallen. Regelbare Lasten hingegen können nach ihrem Engagement in der Kapazitätsreserve an die Regelenenergiemärkte zurückkehren.¹⁵ Dennoch würde auch deren Angebotspotenzial über einen Zeitraum sinken, der über die Beschaffungsperiode hinaus geht, da regelbare Lasten in den 36 Monaten vor Bekanntmachung der Ausschreibung keine „Erlöse aus Flexibilität“ (d.h. Regelleistung und abschaltbare Lasten) erwirtschaftet haben dürfen. Diese Regelung stellt sicher,

¹⁵ Bei einmaliger Bereitstellung von Reserveleistung für die Kapazitätsreserve dürfen regelbare Lasten direkt nach Beendigung des Engagements in der Kapazitätsreserve an die Regelenenergiemärkte zurückkehren, während bei Bereitstellung von Reserveleistung für die Kapazitätsreserve durch regelbare Lasten über eine Erbringungsperiode hinaus ein zwölfmonatiges Rückkehrverbot gilt.

dass die Kapazitätsreserve dem Regelleistungsmarkt und den abschaltbaren Lasten keine bestehenden Potenziale entziehen.

Das Ausmaß des beschriebenen Effekts hängt von der Attraktivität der Kapazitätsreserve gegenüber den Regelenergiemärkten ab. Im Markt für Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve – FCR) nehmen aufgrund der technischen Voraussetzungen in der Regel nur am Netz befindliche Erzeugungsanlagen, mit der Fähigkeit der frequenzabhängigen automatischen Erhöhung / Drosselung der Einspeisung, sowie (Großbatterie-)Speicher teil. Erzeugungsanlagen müssen dabei stetig einspeisen, um die FCR in beide Richtungen bereitstellen zu können. Es ist davon auszugehen, dass für solche Anlagen ein Engagement in der Kapazitätsreserve, und damit ein Rückzug aus den Spot- und Regelenergiemärkten, kaum wirtschaftlich opportun ist. **Daher rechnen wir nicht mit Rückwirkungen auf die FCR durch die Kapazitätsreserve und damit auch nicht mit Auswirkungen für das europäische Ausland.**

Auswirkungen auf das Angebotspotenzial sind jedoch für die übrigen Regelenergieprodukte nicht vollständig auszuschließen. Die Märkte für Sekundärregelleistung (automatic Frequency Restoration Reserve – aFRR) und für die Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve – mFRR) können auch für **Erzeugungsanlagen** attraktiv sein, die nicht regelmäßig in das Netz einspeisen, da diese zumindest teilweise aus dem Stand erbracht werden können. Ob sich Erzeugungsanlagen für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten oder der Kapazitätsreserve entscheiden, hängt dabei von der Wettbewerbssituation ab. Nach unserer Einschätzung werden wettbewerbsfähige Erzeugungsanlagen tendenziell in den Regelenergiemärkten verbleiben. Bei der aFRR und der mFRR ist jedoch nicht auszuschließen, dass Erzeugungsanlagen c. p. frühzeitiger aus dem Regelenergiemarkt ausscheiden, um vor Ende der Anlagenlebensdauer noch Erlöse aus der Kapazitätsreserve zu realisieren. Dann würden dem Regelenergiemarkt zumindest temporär Angebotspotenziale von Erzeugungsanlagen entzogen, analog zu den möglichen Effekten an den Spot- und Terminmärkten. Da diese Option

aber lediglich für solche Anlagen in Frage kommt, deren Ende der wirtschaftlichen oder technischen Lebensdauer zumindest nahezu erreicht ist, erwarten wir dennoch **keine signifikanten Rückwirkungen auf die Regelenenergiemärkte durch die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Kapazitätsreserve.**

Ebenso können **regelbare Lasten** an den aFRR- und mFRR-Märkten teilnehmen und würden bei einer Kontrahierung in der Kapazitätsreserve das dortige Angebotspotenzial reduzieren. Die Bedingung, dass regelbare Lasten in den 36 Monaten vor Bekanntmachung der Ausschreibung keine Erlöse aus Flexibilität erwirtschaftet haben dürfen, reduziert die Attraktivität eines Wechsels von Regelenenergiemarkt zur Kapazitätsreserve jedoch deutlich. Die Intention dieser Regelung ist insbesondere, den Regelenenergiemärkten mit der Kapazitätsreserve keine (bereits erschlossenen, aktiven) Angebotspotenziale regelbarer Lasten zu entziehen.¹⁶ Es ist dennoch nicht auszuschließen, dass die Betreiber regelbarer Lasten einen Wechsel in die Kapazitätsreserve vollziehen, wenn sie höhere Erlöse aus der Teilnahme an der Kapazitätsreserve erwarten. Zudem sind regelbare Lasten, die bislang nicht in Regelenenergiemärkten aktiv waren, nicht mit Opportunitätskosten in diesem Ausmaß konfrontiert. Es ist daher denkbar, dass sie ohne vorheriges Engagement in den Regelenenergiemärkten die Teilnahme an der Kapazitätsreserve in Erwägung ziehen. **Es besteht also die Möglichkeit, dass die Kapazitätsreserve noch nicht erschlossenes Potenzial regelbarer Lasten bindet und auf diesem Weg das Angebotspotenzial auf den Regelenenergiemärkten reduziert.**

Aktuell gehen wir davon aus, dass sich die zuvor beschriebenen Effekte nicht auf das europäische Ausland auswirken. Die FCR ist das einzige Regelenenergieprodukt, das derzeit auf europäischer Ebene länderübergreifend beschafft wird. Hierbei sind allerdings keine Auswirkungen durch die Kapazitätsreserve zu erwarten. Die Beschaffung von mFRR sowie aFRR in Deutschland erfolgt derzeit

¹⁶ Die entsprechenden Lasten müssten für eine einmalige Bereitstellung (inklusive des zweijährigen Erbringungszeitraums) von Reserveleistung für die Kapazitätsreserve fast fünf Jahre auf Erlöse für ihre Flexibilität an den Regelenenergiemärkten verzichten.

noch auf Regelzonenebene und wird national zwischen den ÜNB koordiniert. Eine mögliche Reduktion des Angebotspotenzials aufgrund der Teilnahme regelbarer Lasten an der Kapazitätsreserve wirkt daher allenfalls rein national. Perspektivisch wird im Rahmen der ENTSO-E-Projekte MARI und PICASSO die Beschaffung dieser Produkte auf europäischer Ebene erfolgen. Dann können mögliche Auswirkungen teilweise auch für das benachbarte europäische Ausland relevant werden, wengleich wir den Effekt als gering einschätzen, weil wir eher geringe Anteile teilnehmender regelbarer Lasten an der Kapazitätsreserve erwarten.

4) Bilanzkreis und Ausgleichsenergiesystem

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem stellt eine der Kernkomponenten des Stromsystems bzw. des marktlichen europäischen Stromhandels dar. Es setzt die notwendigen Anreize für BKV, jederzeit zu einer ausgeglichen Strombilanz beizutragen. Abweichendes Verhalten wird pönalisiert. Genauer gesagt, zahlt jeder BKV für jede Viertelstunde, in der er zu einem Systemungleichgewicht beigetragen hat, seine anteiligen Kosten für den Einsatz der Regelleistung in entsprechender Viertelstunde. BKV, die das Systemungleichgewicht (aufgrund einer Abweichung von der eigenen Bilanz in entgegengesetzter Richtung zum Systemungleichgewicht) verringert haben, erhalten eine Zahlung je MW in gleicher Höhe. Deshalb spricht man auch von einem symmetrischen Ausgleichsenergiesystem.

Mit Einführung der Kapazitätsreserve ist dieses System (zumindest potenziell) asymmetrisch, da nun in Situationen, in denen die Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt, die Zahlung für unterdeckte Bilanzkreise von der eigentlichen Berechnungsmethodik des Preises für Ausgleichsenergie abweicht. Im Falle eines tatsächlichen Abrufs der Kapazitätsreserve müssen unterdeckte BKV unabhängig von der Menge und den Kosten der eingesetzten Regelleistung mindestens das Doppelte des technischen Gebotslimits am Intraday-Markt entrichten (aktuell ca. 20 T€/MW). Überdeckte BKV werden hingegen mit dem eigentlichen Ausgleichsenergiepreis (AEP) abgerechnet, der in der Regel deutlich niedriger liegt.

Diese Asymmetrie des AEP-Mechanismus stellt eine glaubwürdige Drohkulisse hoher Ausgleichsenergiekosten bei einer Unterdeckung in Situationen mit wahrscheinlichem Einsatz der Kapazitätsreserve für BKV dar. Hieraus entstehen gegenüber dem ursprünglichen AEP-Mechanismus zusätzliche Anreize für BKV einer potentiellen Unterdeckung des Bilanzkreises vorzubeugen, in dem c. p. verstärkte Anstrengungen zur „individuellen Leistungsvorsorge“ (Erzeugung oder Lastflexibilisierung) angereizt werden. **Allein die Existenz der Kapazitätsreserve erhöht damit mittelbar die Angemessenheit der Ressourcen aufgrund der entstehenden Anreize zur individuellen Leistungsvorsorge für BKV im asymmetrischen AEP-System.** Diese zusätzlichen Flexibilitätsanreize wirken sich insofern auch auf das benachbarte Ausland aus, als dass die dadurch erschlossenen Flexibilitätspotenziale auch in den gemeinsamen Strommärkten des Binnenmarktes vermarktet werden können und sich auch im Ausland das Angebotspotenzial aufgrund der zusätzlichen Flexibilitäten bereits mittelbar ebenfalls tendenziell erhöht.

5) Angemessenheit der Ressourcen

Die obigen Ausführungen zum Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem zeigen, dass sich die Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt mittelbar tendenziell erhöht, da die Anreize für die individuelle Leistungsvorhaltung / Flexibilisierung durch die Asymmetrie des Ausgleichsenergiepreissystems tendenziell steigen. Zusätzlich schafft die Kapazitätsreserve aufgrund ihrer unmittelbaren Leistungsvorhaltung außerhalb des Strommarktes eine Absicherung für sehr seltene und unvorhersehbare Extremereignisse, gegen die sich der Markt nicht absichert. Beispielsweise hätte die Kapazitätsreserve die Folgen eines Ereignisses wie dem kürzlich in Texas aufgetretenen massiven Wintersturm¹⁷ mit der Folge langanhaltender Stromausfälle in Millionen Haushalten voraussichtlich abmildern können,

¹⁷ Wintersturm in Texas vom 13. Bis 17.02.2021. Vgl. z. B. <https://www.fcc.gov/uri>.

in dem die außerhalb der Märkte vorgehaltene Leistung von den ÜNB eingesetzt worden wäre.

Ein gegenläufiger Effekt, der die Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt c. p. tendenziell verringert, kann entstehen, wenn die Kapazitätsreserve dem Strommarkt Angebotspotenzial entzieht, indem regelbare Lasten oder Erzeugungsanlagen kontrahiert werden, die ihre Flexibilität andernfalls auf dem Strommarkt anbieten würden. Bei Erzeugungsanlagen sollte dieser Effekt weniger relevant sein, wie im vorangegangenen Abschnitt zu Spot- und Terminmärkten dargestellt. Anlagen, die auf den Strommärkten eine wirtschaftliche Perspektive haben, werden voraussichtlich nicht an der Kapazitätsreserve teilnehmen. Bei regelbaren Lasten hingegen ist dieser Effekt von höherer Relevanz, da deren Flexibilitätspotenzial andernfalls den Strommärkten zur Verfügung stünde.

Die Angemessenheit der Ressourcen am Strommarkt im Ausland kann durch eine Aktivierung der deutschen Kapazitätsreserve nicht direkt erhöht werden. Wenn die Nachfrage das Angebot in einem benachbarten Mitgliedsstaat übersteigt, ist davon auszugehen, dass im Ausland die technischen Preislimits erreicht sind und bereits die gesamte freie Leistung am Strommarkt aus Deutschland in den entsprechenden Mitgliedstaat exportiert wird. Wenn die Strompreise in dieser Situation nicht konvergieren, sind die Interkonnektoren voll ausgelastet, sodass die Kapazitätsreserve nicht mehr zu einem Bilanzausgleich in Nachbarstaaten beitragen kann. Eine direkte zusätzliche Absicherung außerhalb des Strommarktes ist hingegen auch für benachbarte Mitgliedsstaaten gegeben, da die Kapazitätsreserve auch in Notsituationen als ultima-ratio eingesetzt werden kann, in denen keine fundamentale marktliche Knappheit herrscht.

In Summe über die beschriebenen drei Auswirkungen der Kapazitätsreserve auf die Zuverlässigkeit der Versorgung überwiegen diejenigen, die die Angemessenheit der Ressourcen erhöhen, sofern die Reserveleistung nicht in erheblichem Maße von regelbaren Lasten bereitgestellt wird. Dies gilt auch für die Stromsysteme im benachbarten Ausland.

6) Investitionsanreize der europäischen Strommärkte

Die Einführung der Kapazitätsreserve löst Anreize für Investitionen in die individuelle Leistungsvorsorge (Erzeugung oder Lastflexibilisierung) aus. Der wesentliche Grund ist die glaubwürdige Drohung hoher Ausgleichsenergiekosten für unterdeckte Bilanzkreise bei Einsatz der Kapazitätsreserve.¹⁸ Die natürliche Voraussetzung dafür ist, dass Marktakteure von einer hinreichend hohen Wahrscheinlichkeit des Einsatzes der Kapazitätsreserve ausgehen.

Zudem bestehen ggf. Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung bislang nicht regelbarer Lasten (im Sinne der KapResV), um die Teilnahme an der Kapazitätsreserve zu ermöglichen. Die Finanzierung kann in diesem Fall – zumindest teilweise – über die zusätzlichen Erlöse aus der Kapazitätsreservevergütung erfolgen. Dies können z. B. Investitionen in (Zwischen-)Produktspeicher sein, die eine flexiblere Fahrweise von stromintensiven Prozessen (Lasten) des produzierenden Gewerbes ermöglichen. Da regelbare Lasten an die Strommärkte zurückkehren können, stünden diese neu erschlossenen Flexibilitäten dann auch den europäischen Strommärkten als zusätzliches Angebotspotenzial Verfügung.

Grundsätzlich sehen wir für die strategische Reserve nur sehr geringe Rückwirkungen auf die wettbewerblichen Strommärkte, da die Kapazitätsreserve außerhalb der Märkte vorgehalten wird. Damit beeinflusst die Kapazitätsreserve auch die Investitionsanreize der europäischen Strommärkte allenfalls marginal. Auch die EU-VO 2019/943 schreibt vorzugsweise die Wahl einer strategischen Reserve außerhalb der Strommärkte vor. So ist beispielsweise zu erwarten, dass die wichtige Innovations- und Flexibilisierungskraft des Energy-Only-Marktes bei Einführung einer Strategischen Reserve weitgehend erhalten bleibt, indem

¹⁸ Auch ohne den Einsatz der Kapazitätsreserve können hohe Ausgleichsenergiepreise in Knappheitssituationen entstehen. Mit der KapResV wurde sichergestellt, dass dieser mindestens die zweifache Höhe des technischen Gebotslimits an den vor- und untertägigen Strommärkten beträgt. Diese technischen Preislimits sind gem. EU-VO 2019/943 bei Erreichen mindestens auf den Value of Lost Load (VoLL) anzuheben.

z. B. strukturelle Überkapazitäten im Strommarkt vermieden werden und Preisspitzen an den Strommärkten nicht gehemmt werden. Somit stellt die Kapazitätsreserve zumindest kein Hemmnis für innovative Geschäftsmodelle (z. B. auf Basis von Preisspitzen) zur Flexibilisierung des Stromsystems dar, die zum Ausgleich des fluktuierenden Energiedargebots mit der Nachfrage zunehmend an Bedeutung gewinnen.

7) Klimaschutz im Stromsystem

Neben dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie treibt die Bundesregierung die Energiewende im Stromsystem mit dem erheblichen Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie dem vollständigen Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle in der Stromversorgung bis spätestens zum Jahr 2038 bzw. falls möglich bereits zum Jahr 2035 voran. Die hohe Geschwindigkeit und die mit Blick auf die Genehmigungsdauer der Kapazitätsreserve hohe Gleichzeitigkeit, mit der die drei vorgenannten Maßnahmen zur Transformation des Stromsystems umgesetzt werden, stellen das deutsche Stromversorgungssystem vor eine außergewöhnliche Belastungsprobe. Auch deshalb hat sich die Bundesregierung – neben der Absicherung von extremen und unvorhersehbaren Ereignissen – entschlossen eine strategische Reserve in Form der Kapazitätsreserve einzuführen. Sie soll sicherstellen, dass die hohe Versorgungszuverlässigkeit des deutschen Stromsystems auch in der Phase der umfassenden Transformation der Stromversorgung stets gewährleistet ist.

Einerseits stellt die Kapazitätsreserve keinen Anreiz dar, dass fossile Marktkraftwerke länger als nötig (d. h. wirtschaftlich) am Strommarkt betrieben werden. Dies führt dazu, dass sich der Klimaschutz im Stromsystem durch die Einführung der Kapazitätsreserve zumindest nicht verschlechtert. Andererseits stellt der sog. Emission Performance Standard (EPS) mit den Grenzwerten für zulässige CO₂-Emissionen in der Kapazitätsreserve sicher, dass auch die

voraussichtlich nur selten abgerufenen Anlagen der Kapazitätsreserve keine substantiellen CO₂-Emissionen verursachen.

4 Literaturverzeichnis

ACER (2020): Decision No 36/2020 on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms. Zuletzt abgerufen am 05.02.2020 unter: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2036-2020%20on%20cross-border%20participation_XBP%20CM.pdf.

EU-Kommission (2018): Beschluss 2018/860 über die Beihilferegulung SA.45852-2017/C (ex 2017/N) Deutschlands zur Einrichtung einer Kapazitätsreserve. Zuletzt abgerufen am 05.02.2020 unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018D0860&from=EN>.

r2b et al. (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt: Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM (Energy-Only-Markt) und Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; im Auftrag des BMWi, 30.07.2014. Zuletzt abgerufen am 17.02.2021 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

r2b, Consentec, Fraunhofer ISI und TEP (2019): Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, erster Projektbericht, im Auftrag des BMWi. Zuletzt abgerufen am 17.02.2021 unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

ÜNB (2019a): Standardbedingungen für Kapazitätsreserveanlagen nach § 37 Abs. 1 Nr. 1 KapResV für den Vertragsschluss zwischen dem Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber und den im Beschaffungsverfahren bezuschlagten Bietern. Veröffentlicht in: Bundesnetzagentur, 2019, Genehmigung Az. 8121-19. Zuletzt abgerufen am 05.02.2020 unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/>

[Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1).

ÜNB (2019b): Teilnahmevoraussetzungen nach § 9 der Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) für die Beschaffung von Kapazitätsreserve zum Gebotstermin 1. Dezember 2019. Veröffentlicht in: Bundesnetzagentur, 2019, Genehmigung Az. 8121-19. Zuletzt abgerufen am 05.02.2020 unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KapRes/Standardbedingungen.pdf?__blob=publicationFile&v=1).