



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

# Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG

*zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den  
§§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und §16 Absatz 2a EnWG*

*Stand: Dezember 2020*

Impressum

**Herausgeber**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)  
Öffentlichkeitsarbeit  
11019 Berlin  
[www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

**Stand**

Dezember 2020

Diese Publikation wird ausschließlich als Download angeboten.

**Gestaltung**

PRpetuum GmbH, 80801 München

**Zentraler Bestellservice für Publikationen  
der Bundesregierung**

E-Mail: [publikationen@bundesregierung.de](mailto:publikationen@bundesregierung.de)

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen sowie für Wahlen zum Europäischen Parlament.

# Zusammenfassung

In Kapitel I werden die Regelungen der §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG sowie die Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV) beschrieben. Die Regelungen haben sich in der Praxis bewährt. Die jüngsten Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen zudem, dass auch für die nächsten Jahre noch ein Bedarf bestehen wird, Reservekraftwerke für Redispatchmaßnahmen zu binden, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die hier überprüften Regelungen bieten insoweit ein bewährtes Instrument. Mit diesem Instrument können bestimmte Herausforderungen, die sich aus der gegenwärtigen Übergangsphase in der Stromversorgung ergeben, sachgerecht und angemessen adressiert werden. Das Instrument wird hingegen verzichtbar, sobald langfristige Lösungen erfolgreich implementiert sind. Dies ist allem voran die Vollendung wichtiger Netzausbauprojekte, aber auch die zunehmende Nutzung von grenzüberschreitendem Redispatch oder die Implementierung von Maßnahmen, mit denen das bestehende Netz besser ausgenutzt werden kann.

Der vorliegende Bericht umfasst in Kapitel II überdies erstmalig eine Evaluierung der Wirksamkeit und Notwendigkeit der Kapazitätsreserve nach § 13e und 13h EnWG bzw. der daraus resultierenden Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV). Die Kapazitätsreserve stellt seit dem 1. Oktober 2020 für den Erbringungszeitraum bis 30. September 2022 erstmals rund 1 GW an Reserveleistung bereit. In der KapResV wird geregelt, unter welchen Bedingungen die vorgehaltenen Anlagen zum Einsatz kommen. Da diese Voraussetzungen bisher nicht eingetreten sind, lässt sich die tatsächliche Wirksamkeit zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht abschließend beurteilen. Der Bericht geht zudem im Detail auf die Modalitäten der ersten Ausschreibungsrunde der Kapazitätsreserve ein, welche trotz geringer Beteiligung planmäßig verlaufen ist.

# Inhalt

<b>I. Netz- und marktbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzreserve</b>	<b>5</b>
1. Einleitung	6
2. Hintergrund	6
2.1 Regelungsbedarf	6
2.2 Regelungsumfang	7
2.3 Beihilferechtlicher Status	9
3. Wirksamkeit der Maßnahmen	9
3.1 Bindung von Reservekraftwerken	9
3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke	12
4. Notwendigkeit der Maßnahmen	12
4.1 Einsatz von Reservekraftwerken	12
4.2 Auswirkungen von Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau sowie EE-Ausbau, Kernenergie- und Kohleausstieg und grenzüberschreitendem Handel	14
4.3 Netzreservekraftwerke 2020/2021	16
4.4 Systemrelevante Gaskraftwerke	16
<b>II. Kapazitätsreserve</b>	<b>18</b>
1. Einleitung	19
2. Hintergrund	19
2.1 Regelungsbedarf	19
2.2 Regelungsumfang	20
2.3 Beihilferechtlicher Status	21
3. Wirksamkeit der Maßnahme	21
4. Notwendigkeit der Maßnahme	22
5. Ausschreibung der Kapazitätsreserve	23
5.1 Beschreibung und Auswertung der ersten Ausschreibungsrunde	23
5.2 Verzicht auf eine Nachbeschaffung	24
5.3 Bepreisungsverfahren	24
<b>III. Ausblick</b>	<b>27</b>
<b>IV. Quellenverzeichnis</b>	<b>28</b>

# I. Netz- und marktbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzreserve

## 1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 63 Abs. 2a EnWG eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Absatz 2a EnWG und der Netzreserveverordnung durch. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht zum 31. Dezember 2020 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen mindestens alle zwei Jahre jeweils einen Bericht über die Wirksamkeit und Notwendigkeit dieser Maßnahmen einschließlich der dafür entstehenden Kosten.

Im Mittelpunkt des aktuellen Berichts steht die Frage, ob sich diese Maßnahmen als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen haben. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dieser Zweck fortbesteht und die Maßnahmen auch zukünftig notwendig sind.

## 2. Hintergrund

### 2.1 Regelungsbedarf

Die im Rahmen des vorliegenden Berichts zu prüfenden Vorschriften wurden insbesondere dazu eingeführt, um den seit etwa 2014 deutlich gestiegenen Bedarf an Redispatch zu adressieren.

Der Handel mit Strom erfolgt innerhalb einer Gebotszone zunächst unabhängig von Netzrestriktionen. Gleichzeitig erzeugen zahlreiche Anlagen im Norden Deutschlands günstig Strom, während sich zahlreiche Lastzentren eher im Süden der Republik befinden. Hinzu kommen weitere Faktoren, die das Transportaufkommen innerhalb Deutschlands erhöht haben bzw. erhöhen: Zum einen der Wegfall von Erzeugungskapazität aus Kernkraftwerken in

Süddeutschland auf der Grundlage von § 7 Abs. 1a Atomgesetz (AtG) und zum anderen marktgetriebene Stromexporte und Transite in südliche Nachbarländer wie Österreich und Italien. Dies verursacht einen Transportbedarf in den Netzen, für welchen diese noch nicht hinreichend ausgebaut sind.

Um die Systemsicherheit der Übertragungsnetze in kritischen Situationen zu erhalten, führen die Übertragungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang Redispatchmaßnahmen durch. Unter Redispatch sind dabei Eingriffe in die marktbasierenden Fahrpläne von Erzeugungseinheiten zu verstehen, die bestimmte Leitungsabschnitte vor einer Überlastung schützen sollen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln. Anlagen jenseits des Engpasses müssen ihre Einspeiseleistung erhöhen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Auf die Leistungsbilanz haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln anderer Kraftwerke ausgeglichen werden.

Um diese Maßnahmen durchführen zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend sicher verfügbare Erzeugungskapazitäten. Sind hierfür voraussichtlich nicht ausreichend aktive Kraftwerke in geeigneter Lage im innerdeutschen Markt oder aufgrund von grenzüberschreitenden Redispatch-Kooperationen vorhanden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken beschaffen. Dies sind Anlagen im Inland, die systemrelevant im Sinne von § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG sind, und – falls darüber hinaus Bedarf besteht – Anlagen im europäischen Ausland, die geeignet sind, zur Lösung der konkreten Systemsicherheitsprobleme in Deutschland beizutragen (BNetzA 2020).

Tabelle 1: Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (ÜNB) <sup>1</sup>	Countertrading (ÜNB) <sup>2</sup>	Einspeisemanagement (ÜNB + VNB)	Netzreserve-kraftwerke Inland <sup>3</sup>	Netzreserve-kraftwerke Ausland	Kosten für alle Maßnahmen
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,7
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,7
2014	185,4	1,3	183,0	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,0	140,0	87,9	1.141,3
2016	222,6	12,0	391,6	128,3	157,4	911,9
2017	391,6	29,2	609,9	264,6	215,9	1.511,2
2018	351,5	36,0	635,4	415,5	-	1.438,4
2019	207,1	62,9	709,5	220,6	-	1.200,1

Quelle: Datenerhebung BNetzA<sup>4</sup>

- 1 Strom- und spannungsbedingter Redispatch
- 2 Countertrading dient dem Ziel, drohende Netzengpässe durch Veränderungen der ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrweise zu vermeiden oder zu beseitigen. Im Unterschied zum Redispatch handelt es sich bei Countertrading aber um Handelsgeschäfte, die von den ÜNB ausgeführt werden.
- 3 Leistungskosten inkl. Kosten für Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und nicht separat ausgewiesen Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts, Einsätze) gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber.
- 4 Die Werte entsprechen den aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten (Stand: 30.11.2020) und können u. a. aufgrund von Datennachlieferungen von zuvor veröffentlichten Werten abweichen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig Berichte über Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen mit den jeweils aktuellen Daten, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2019.pdf;jsessionid=E158063D173EDD54A6CF4C848761E254?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf;jsessionid=E158063D173EDD54A6CF4C848761E254?__blob=publicationFile&v=9)

## 2.2 Regelungsumfang

Das EnWG und die NetzResV sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass den Übertragungsnetzbetreibern ausreichend Kapazitäten für die netzstabilisierenden Maßnahmen zur Verfügung stehen. So regelt § 13 EnWG, dass die Betreiber der Übertragungsnetze berechtigt und verpflichtet sind, eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen, durch netzbezogene Maßnahmen (z. B. Netzschaltungen), durch marktbezogene Maßnahmen (z. B. Engpassmanagement) oder durch zusätzliche Reserven (z. B. die Netzreserve nach § 13d EnWG oder die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG).

Für die Durchführung der marktbezogenen Maßnahmen oder der Reserven sind Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt laut § 13a EnWG verpflichtet, auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen, gegen eine angemessene Vergütung, die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen. Die Vergütung für eine solche angeforderte Anpassung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.

§ 13b Absatz 1 Satz 1 EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung

elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt dazu verpflichtet sind, vorläufige oder endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens aber zwölf Monate vorher anzuzeigen. Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, aber für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, können vom systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13b Absatz 5 EnWG als systemrelevant ausgewiesen werden. Sofern und soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzausweisung genehmigt, erwächst den betreffenden Kraftwerksbetreibern die Pflicht, ihre Erzeugungseinheiten in einem Zustand zu erhalten, der es den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, die jeweilige Anlage effektiv zu Redispatch-Maßnahmen zu nutzen (§ 13b Absatz 4 Satz 3 EnWG). Auch Anlagen, bezüglich derer lediglich eine geplante vorläufige Stilllegung angezeigt wurde, die aber ebenso für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, müssen sich für Redispatch-Anforderungen betriebsbereit halten und ihre Einspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers anpassen (§ 13b Absatz 4 Satz 4 EnWG). Darüber hinaus können bestimmte Gaskraftwerke als systemrelevant ausgewiesen werden (§ 13f EnWG). Deren Gasnetzzugangskapazitäten sind dann vom Fernleitungsnetzbetreiber nur nachrangig einschränkbar (§ 16 Absatz 2a Satz 2 EnWG).

Des Weiteren wurde im neuen Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) die Reduzierung der Kohleverstromung von Steinkohleanlagen und, unter engeren Voraussetzungen, auch von Braunkohleanlagen unter den Vorbehalt gestellt, dass infolge des Wegfalls einer Erzeugungsanlage die Netzsicherheit nicht gefährdet wird. Hierzu werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jede Anlage, die entweder infolge eines Zuschlags im

Ausschreibungsverfahren oder aufgrund behördlicher Anordnung keine Kohle mehr verfeuern darf, auf ihre Systemrelevanz hin zu überprüfen. Liegt eine Systemrelevanz vor und sind keine alternativen Maßnahmen möglich, sieht das KVBG unter Verweis auf § 13b EnWG grundsätzlich eine Überführung in die Netzreserve vor.

Fordert der Betreiber eines Übertragungsnetzes den Betreiber einer Anlage, die andernfalls auf Grund einer vorläufigen Stilllegung im erforderlichen Zeitraum nicht anfahrbereit wäre, nach § 13b Absatz 4 EnWG dazu auf, die Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung weiter vorzuhalten oder wiederherzustellen, kann der Betreiber laut § 13c EnWG eine angemessene Vergütung geltend machen. Diese Vergütung kann geltend gemacht werden für die nötigen Auslagen zur Vorhaltung und Herstellung der Betriebsbereitschaft von Anlagen, für die Erzeugungsauslagen oder den anteiligen Werteverbrauch. Im Falle einer geplanten endgültigen Stilllegung können zudem zusätzlich Kosten für erforderliche Erhaltungsmaßnahmen, Betriebsbereitschaftsauslagen und Opportunitätskosten geltend gemacht werden.

Entsprechend der auf Grundlage von §§ 13d und 13i EnWG erlassenen NetzResV erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse, mit welcher sie den zukünftigen Reservebedarf ermitteln. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve abschließend fest. Die Übertragungsnetzbetreiber führen auf dieser Grundlage ein Interessenbekundungsverfahren durch und binden die notwendigen Reservekraftwerke.

Die Bundesnetzagentur wird in § 13j EnWG zudem dazu ermächtigt, nach § 29 Absatz 1 EnWG Festlegungen zu treffen zur näheren Bestimmung des Adressatenkreises nach § 13a Absatz 1 Satz 1 EnWG,



zu erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Anlagen aufzustellen sind, zu Methodik und dem Datenformat der Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen.

Die Regelungen im EnWG und der NetzResV sollen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Übergangsphase gewährleisten, bis der nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erforderliche Netzausbau soweit fortgeschritten ist, dass er den oben beschriebenen Transportbedarf erfüllen kann.

### 2.3 Beihilferechtlicher Status

Die Netzreserve wurde am 20. Dezember 2016 von der Europäischen Kommission genehmigt und am 26. Juli 2016 als vorübergehende Maßnahme in das deutsche Recht eingeführt. Die Entscheidung der Europäischen Kommission ist öffentlich verfügbar (Europäisches Beihilfenregister).

Die beihilferechtliche Genehmigung der deutschen Netzreserve durch die Europäische Kommission ist zum 30. Juni 2020 ausgelaufen. Von einer Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung hat die Bundesregierung mit Blick auf das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 28. März 2019 in der Rechtssache C-405/16P („EEG 2012“) Abstand genommen.

## 3. Wirksamkeit der Maßnahmen

### 3.1 Bindung von Reservekraftwerken

Das EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Energie mit einer Leistung ab 10 MW verpflichtet sind, die ge-

plante Stilllegung mindestens zwölf Monate im Voraus beim verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzukündigen und es innerhalb dieser Frist zu unterlassen, die betreffende Anlage stillzulegen. Sie haben dabei anzugeben, ob eine vorläufige oder endgültige Stilllegung beabsichtigt ist. Der jeweils verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber prüft sodann, ob die für die endgültige Stilllegung vorgesehene Anlage systemrelevant ist und ihre endgültige Stilllegung daher zu unterbleiben hat. Ergibt die Prüfung, dass eine Anlage systemrelevant ist, stellt er einen entsprechenden Antrag bei der Bundesnetzagentur, welche die Sach- und Rechtslage prüft und die Ausweisung der Systemrelevanz ggf. genehmigt.

Die Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) enthält die bei der Bundesnetzagentur nach § 13b Absatz 1 EnWG eingegangenen Stilllegungsanzeigen der Erzeugungs- und Speichieranlagenbetreiber. Bislang sind Stilllegungsanzeigen für insgesamt 125 Kraftwerksblöcke bei der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern eingegangen (BNetzA 2020a), wobei zwischenzeitlich zwei Kraftwerksblöcke (Irsching 3 und 4) wieder an den Markt zurückgekehrt sind. Von diesen Kraftwerksblöcken sind gegenwärtig 21 Blöcke lediglich zur geplanten vorläufigen Stilllegung angezeigt. In Bezug auf fünf dieser Blöcke hat der zuständige ÜNB eine Systemrelevanzausweisung vorgenommen, mit der Folge, dass diese Anlagen nicht wie geplant vorläufig stilllegen dürfen, sondern der Anlagenbetreiber die Blöcke betriebsbereit halten muss. Die 104 zur endgültigen Stilllegung angezeigten Blöcke verfügen insgesamt über eine Einspeiseleistung von 18.825 MW. Hiervon haben die Übertragungsnetzbetreiber 21 Kraftwerksblöcke mit einer Einspeiseleistung in Höhe von insgesamt 4.607 MW als systemrelevant ausgewiesen. Die Bundesnetzagentur hat die vorgenannten Systemrelevanzausweisungen der ÜNB gemäß § 13b Abs. 5 EnWG genehmigt. Die übrigen

83 zur endgültigen Stilllegung angezeigten Kraftwerksblöcke mit einer Leistung in Höhe von insgesamt 14.218 MW wurden von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 5 EnWG eingestuft (oder erfüllten im Einzelfall nicht die Voraussetzung für die Unterschreitung der endgültigen Stilllegung aufgrund Unterschreitung des Leistungs-Schwellenwerts von 50 MW, § 13 Abs. 5 S.1 EnWG) und können daher stillgelegt werden. Es wurden bereits 74 Kraftwerksblöcke mit insgesamt 13.719 MW endgültig stillgelegt (Stand 09.11.2020).

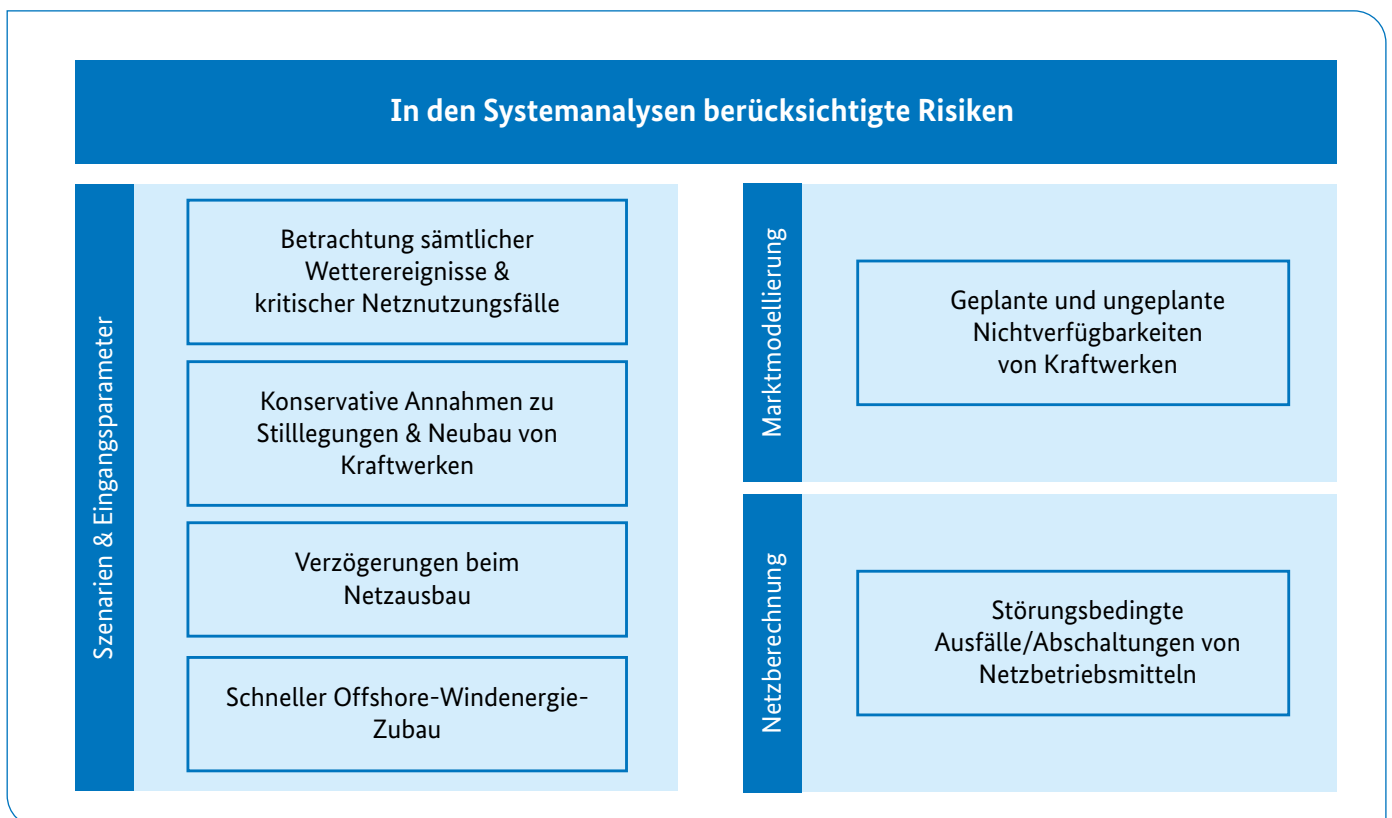
Die beschriebenen Regelungen haben sich in der Praxis bewährt. Sie ermöglichen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur, das für

die Systemsicherheit der Übertragungsnetze erforderliche Redispatchpotential zu sichern, indem sie sowohl für geplante vorläufige als auch für geplante endgültige Stilllegungen ein Instrumentarium zur Verfügung stellen. Dabei wird die Verpflichtung auf diejenigen Anlagen begrenzt, die aus Gründen der Systemsicherheit zwingend benötigt werden.

### Netzreserveverordnung

Der Kontrahierung von Reservekraftwerken nach der NetzResV geht eine Bestimmung des Reservebedarfs mittels einer Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber voraus. Sie berücksichtigt die in der Abbildung dargestellten Risiken für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze.

Abbildung 1: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken



Anhand ausgewählter Netznutzungsfälle und mit Hilfe einer Marktmodellierung, die auch den europäischen Stromhandel und die Anhebung der Mindesthandelskapazität auf 70 Prozent bis Ende 2025 berücksichtigt, wird der Reservebedarf ermittelt. Der Redispatchbedarf wird zunächst durch Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit gehalten werden, gedeckt. Entsteht eine Differenz zwischen dem Redispatchbedarf und den tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerken, so resultiert ein Reservebedarf in dieser Höhe. Dieser Reservebedarf wird gedeckt durch a) Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind und auf Grund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen wieder betriebsbereit gemacht werden müssen, b) systemrelevante Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 angezeigt haben, und c) geeignete Anlagen im europäischen Ausland. Erstmals bedurfte es im Winter 2018/2019 zur Deckung des Netzreservebedarfs keiner Ausschreibung mehr für ausländische Kraftwerke. Gleiches galt für den letzten Winter 2019/2020. Beibehalten wurde jedoch die seit dem Winter 2018/2019 etablierte grenzüberschreitende Redispatchkooperation zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG. Hierbei handelt es sich um eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit auf ÜNB-Ebene, welche bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs nicht erfasst wird. Auf Grundlage dieser

Vereinbarung stellt APG den deutschen Übertragungsnetzbetreibern im Bedarfsfall eine Leistung von bis zu 1,5 GW für grenzüberschreitende Redispatchmaßnahmen zur Verfügung.

In der aktuellen Netzreservebedarfsfeststellung vom Mai 2020 hat die Bundesnetzagentur für den Winter 2020/2021 folgende Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt. Tabelle 2 prognostiziert für den Winter 2020/21 einen Redispatchbedarf von insgesamt 13,4 GW (2024/25: 11,1 GW). Der Anteil, der durch die Netzreserve bereitgestellt werden muss, liegt bei 5,8 GW (2024/25: 6,7 GW). Die installierte Leistung der Netzreservekraftwerke, die hierfür in 2020/21 benötigt wird, beträgt 6,6 GW (2024/25: 8,4 GW). Aufgrund der Marktrückkehr der vormaligen Netzreservekraftwerke Irsching 4 (545 MW) und Irsching 5 (846 MW) zum 01.10.2020, die damit dem marktlichen Redispatch wieder zur Verfügung stehen, hat sich jedoch die in der Netzreserve vorgehaltene installierte Leistung jüngst gegenüber der Bedarfsermittlung 2020 erheblich reduziert. Die in der Netzreserve gebundene Einspeiseleistung beträgt für den Winter 2020/21 tatsächlich somit nur noch 5,2 GW, anstelle der o.g. und in der Bedarfsanalyse 2020 festgestellten 6,6 GW. Aufgrund des vergleichsweise weit in der Zukunft liegenden Prognosezeitraums 2024/2025 ist davon auszugehen, dass sich die Ergebnisse zum tatsächlichen Redispatchbedarf, Netzreservebedarf sowie der Zusammensetzung des Netzreserve-Kraftwerk-

**Tabelle 2: Prognose Redispatch- und Reservebedarf**

Jahr	Positiver Redispatchbedarf im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall in GW	Davon Netzreservebedarf in GW	Installierte Leistung der Netzreservekraftwerke in GW
Winter 2020/2021	13,4	5,8	6,6
Winter 2024/2025	11,1	6,7	8,4

parks für diesen Zeitraum noch verändern werden. Die exakten Ergebnisse für den Winter 2024/2025 werden nach einer erneuten Analyse auf Grundlage neuer Daten im April 2024 vorliegen.

Das in der NetzResV geregelte Verfahren hat sich im Wesentlichen bewährt. Es besteht kein grundlegender Änderungsbedarf an dem mehrstufigen Verfahren aus Systemanalyse, Bestätigung des Bedarfs, Interessenbekundungsverfahren und Kontrahierung der notwendigen Kraftwerke. Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im Jahr 2019 wurden weitreichende Verbesserungen des Redispatch eingeführt. Ab Oktober 2021 können die Netzbetreiber wesentlich mehr Erzeugungs- und Speicheranlagen zur Behebung von Netzengpässen einsetzen. Es gilt dann nicht mehr die bisherige Schwelle von 10 MW installierter Leistung, ab der Anlagenbetreiber auf Anruf der Übertragungsnetzbetreiber am Redispatch teilnehmen müssen. Künftig gilt die Teilnahmepflicht bereits ab einer Größe von 100 kW sowie für alle steuerbaren Anlagen auch unter dieser Schwelle. Auch der Strom aus EE- und KWK-Anlagen kann künftig planmäßig für Redispatch herangezogen werden, ohne dass der Einspeisevorrang grundsätzlich aufgehoben wird.

Mit dem Redispatch 2.0 werden die bislang unterschiedlichen Regelungen zur Beseitigung von Netzengpässen für Einspeisemanagement und Redispatch zu einem einheitlichen, „optimierten Redispatch“ zusammengeführt. Die Auswahl der Maßnahmen

erfolgt nach der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination unter Beibehaltung des EE- und KWK-Einspeisevorrangs. Die Optimierung umfasst künftig nicht nur die Übertragungsnetzebene, sondern auch die Verteilnetzebene. Alle Maßnahmen im Redispatch 2.0 werden energetisch bilanziell ausgeglichen. Das vergrößerte Potenzial erlaubt es den Netzbetreibern, effektiver und kostengünstiger Netzengpässe zu beseitigen.

### 3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Die Regelungen § 13f und § 16 Abs. 2a sind in das Gesetz aufgenommen worden, um für das Stromnetz vergleichbare Situationen wie den Gasversorgungsengpass im Februar 2012 zu vermeiden. Eine vergleichbare Situation kann heute dank der erwähnten Regelungen und dem Zubau von Gasnetzinfrastruktur mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr eintreten.

## 4. Notwendigkeit der Maßnahmen

### 4.1 Einsatz von Reservekraftwerken

Seit 2011 kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke. Die Abrufhäufigkeit schwankt in den verschiedenen Wintern, unter anderem abhängig vom jeweiligen Wetter. Im Folgenden dargestellt sind die Einsätze der Reservekraftwerke seit 2017/18:

## Reserveeinsätze Winter 2017/2018

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	20	1.516	437	154.074
November	16	2.098	627	220.742
Dezember	12	1.058	519	139.891
Januar	16	1.665	570	174.133
Februar	16	1.134	547	155.387
März	25	1.379	660	295.214
<b>Gesamt</b>	<b>105</b>			<b>1.139.441</b>

Quelle: ÜNB Redispatch-Meldungen

## Reserveeinsätze Winter 2018/2019

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	2	370	214	2.913
November	4	375	154	6.714
Dezember	3	340	255	5.395
Januar	10	620	301	50.411
Februar	4	726	542	27.921
März	2	360	280	8.170
April	0	0	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>25</b>			<b>101.524</b>

Quelle: ÜNB Redispatch-Meldungen

Reserveeinsätze Winter 2019/2020<sup>5</sup>

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Februar	2	250	205	5.498
<b>Gesamt</b>	<b>2</b>			<b>5.498</b>

Quelle: ÜNB Redispatch-Meldungen

5 Meldezeitraum: 01.10.2019 bis 15.04.2020; aufgeführt sind tatsächliche Abrufe, d.h. keine Testfahrten.

## 4.2 Auswirkungen von Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau sowie EE-Ausbau, Kernenergie- und Kohleausstieg und grenzüberschreitendem Handel

Besteht an einer Stelle im Netz über längere Zeit ein höherer Transportbedarf, als Transportkapazität vorhanden, ist über Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau Abhilfe zu schaffen. Da diese Maßnahmen in der Netzplanung in der genannten Reihenfolge zum Einsatz kommen, wird vom NOVA-Prinzip (Netzo**o**ptimierung, Netz**v**erstärkung, Netz**a**usbau) gesprochen. Netzo**o**ptimierung, Netz**v**erstärkung und Netz**a**usbau wirken reduzierend auf den Bedarf an Redispatch.

### Netzo**o**ptimierung

Unter den Begriff Netzo**o**ptimierungen fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring wirkt optimierend, indem bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusssteuernde Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden. Ein weiterer Ansatz zur Höherauslastung der Bestandsnetze ist die reaktive Betriebsführung, bspw. durch Batteriespeicher. Bei der reaktiven Betriebsführung erfolgt der energetische Ausgleich erst unmittelbar nach dem eingetretenen Ausfall eines Netzbetriebsmittels und nicht vorsorglich. Der Ausgleich kann damit selektiv für den eingetretenen Netzfehler und damit im Vergleich zum präventiven Ansatz des klassischen

Redispatch effizienter erfolgen. Die reaktive Betriebsführung ist in den nächsten Jahren zunächst eingehend zu erproben.

### Netz**v**erstärkung

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

### Netz**a**usbau

Die Netzreserve sowie die in diesem Bericht genannten netz- und marktbezogenen Maßnahmen sind auch nach der Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone, und der damit verbundenen Reduzierung des Redispatch-Bedarfs, weiterhin erforderlich. Dies beruht auf mehreren Faktoren, vor allem jedoch auf Verzögerungen beim Netzausbau in der Vergangenheit. Der Grund für die starken zeitlichen Verzögerungen gegenüber der Bedarfsplanung liegt in nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Durch diese Verzögerungen ist das deutsche Netz derzeit in bestimmten Last- und Erzeugungssituationen noch in erheblichem Umfang von Netzengpässen gekennzeichnet. Um den Netzausbau zu beschleunigen, hat die Bundesregierung in den vergangenen Jahren mehrere Maßnahmen ergriffen, unter anderem verschiedene Netzausbaubeschleunigungsgesetze und die Einführung eines Netzausbaucontrollings.

Auf Grundlage des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) werden aktuell 65 Vorhaben mit ca. 7.700 Leitungs-

kilometern an Land geplant, genehmigt und realisiert<sup>6</sup>. Hinzu kommen die Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee mit insgesamt ca. 2.900 km. Mit Stand August 2020 befinden sich 444 km der EnLAG-Vorhaben vor dem oder im Bau. 953 km der EnLAG-Vorhaben wurden bereits fertiggestellt. Zudem wurden 284 km der BBPIG-Vorhaben genehmigt und befinden sich vor dem oder im Bau. 481 km der BBPIG-Vorhaben wurden zudem fertiggestellt (BNetzA 2020b).

Bis Ende 2023 sollen die Genehmigungsverfahren für 85 Prozent der aktuell geplanten Leitungen an Land und für alle bisher geplanten Offshore-Anbindungsleitungen abgeschlossen sein. Die großen HGÜ-Leitungen von Nord- nach Süddeutschland sollen dann im Bau sein. Bis Ende 2023 wird außerdem erwartet, dass darüber hinaus 3.200 Leitungskilometer an Land und 2.500 km auf See in Betrieb gegangen sind.

### Entwicklung Kernkraftwerkspark in Süddeutschland

In den kommenden Jahren bis zum endgültigen Ausstieg in 2022 werden weitere Kernkraftwerke in Süddeutschland vom Netz gehen (Tabelle 3).

Diese Kraftwerke nehmen gegenwärtig noch am Strommarkt teil und verringern somit das Transportaufkommen nach Süddeutschland und den

Bedarf an Redispatch. Ihr Wegfall wird diesen Bedarf bis zum Abschluss größerer Netzausbauprojekte tendenziell erhöhen (vgl. Tabelle 2).

### Zubau Erneuerbare-Energien-Anlagen

Deutschland hat sich für 2030 ambitionierte EE-Ausbauziele gesetzt. Um bis 2030 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 65 Prozent zu erhöhen, ist ein verstärkter Zubau der Erneuerbaren notwendig, woraus wiederum ein erhöhter Netzausbaubedarf folgt. Insbesondere der Strom aus den zahlreichen Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands verursacht erheblichen Transportbedarf. Obgleich vom Gesetzgeber steuernd in den Zubau von Windenergieanlagen in Norddeutschland eingegriffen wurde, konnte der Netzausbau mit dem EE-Ausbau bisher nicht Schritt halten. Der Bedarf für eine Synchronisierung des Netzausbaus mit dem EE-Ausbau besteht fort.

Es wird daher auch in den nächsten Jahren erheblicher Bedarf für Redispatchmaßnahmen bestehen. Dieser Bedarf wird zunächst durch Marktkraftwerke bedient. Der darüber hinausgehende Bedarf muss über ein Instrument adressiert werden, mit dem auch andere bestehende Kraftwerke für den Redispatch gebunden werden können.

Tabelle 3: Kernkraftwerke Süddeutschland mit spätestem Stilllegungsdatum gemäß § 7 Abs. 1a AtG

Kernkraftwerk, Leistung in MW (netto)	späteste Stilllegung nach § 7 Abs. 1a AtG
Gundremmingen C, 1.288 MW	31.12.2021
Isar 2, 1.410 MW	31.12.2022
Neckarwestheim 2, 1.310 MW	31.12.2022

Quelle: Bundesnetzagentur

<sup>6</sup> Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) soll bis Ende 2020 novelliert werden.



### Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke

Mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurde im Sommer 2020 der schrittweise Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung beschlossen. Manche Kraftwerke werden jedoch regelmäßig für den Redispatch oder die lokale Spannungshaltung herangezogen. Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten intensiv daran, dass für die Erbringung der Systemdienstleistungen rechtzeitig alternative technische Lösungen bereitstehen. Darüber hinaus sieht das KVBG ergänzend auch Systemrelevanzprüfungen vor einer Stilllegung vor, die von den ÜNB durchgeführt und von der BNetzA genehmigt werden. Ein als systemrelevant eingestuftes Kraftwerk würde bei Systemrelevanz so zunächst in die Netzreserve überführt, bis alternative technische Lösungen implementiert wurden oder sich der Netzreservebedarf aufgrund des fortschreitenden Netzausbaus verringert hat.

### Ausweitung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten

Die europäische Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt schreibt den Mitgliedstaaten vor, ihre Interkonnektorkapazitäten für den grenzüberschreitenden Stromhandel auf mindestens 70 Prozent zu öffnen. Dadurch nimmt der grenzüberschreitende Stromtransport und -transit zu. Dies stellt eine große Herausforderung für das Übertragungsnetz in Europa und vor allem in Deutschland aufgrund seiner zentralen Lage dar. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung einen Aktionsplan erstellt und der Europäischen Kommission vorgelegt, der es

Deutschland erlaubt, seine Handelskapazitäten schrittweise auf 70 Prozent bis Ende 2025 zu öffnen.

### 4.3 Netzreservekraftwerke 2020/2021

Tabelle 4 führt die nationalen Netzreservekraftwerke für den Winter 2020/2021 auf<sup>7</sup>.

Aufgrund der Marktrückkehr der vormaligen Netzreservekraftwerke Irsching 4 (545 MW) und Irsching 5 (846 MW) zum 01.10.2020 hat sich die in der Netzreserve vorgehaltene Leistung jüngst erheblich von 6.598 MW auf 5.207 MW reduziert.

### 4.4 Systemrelevante Gaskraftwerke

Es ist aus Versorgungssicherheitsgründen auch weiterhin erforderlich, systemrelevante Gaskraftwerke bevorzugt gegenüber anderen Gasverbrauchern, die nicht in den Schutzbereich des § 53a EnWG fallen, zu behandeln. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass sie im Bedarfsfall verfügbar und einsatzbereit sind. Die vorsorgende Regelung nach § 16 Abs. 2a EnWG ist vor diesem Hintergrund zu sehen. Ein systemrelevantes Gaskraftwerk sollte auch in Zukunft in seiner Gasversorgung nicht eingeschränkt werden können, wenn es für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems benötigt wird und der Übertragungsnetzbetreiber bereits alle verfügbaren netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG ausgeschöpft hat. Allerdings verlangt § 13 Abs. 3 von den Übertragungsnetzbetreibern, die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems ange-

<sup>7</sup> Aufgeführt werden die Netzreserveanlagen, deren Systemrelevanz darin begründet ist, dass sie von den ÜNB zum Wirkleistungs-Redispatch (Hochfahrleistung) zur Vermeidung von Netzengpässen benötigt werden. Darüber hinaus gehört das Kraftwerk Thyrow mit den Blöcken A-E (183,5 MW) zur Netzreserve, dessen Systemrelevanz sich daraus ergibt, dass es schwarzstartfähig ist und im Fall eines großflächigen Netzzusammenbruchs zum Netzwiederaufbau benötigt wird.



Tabelle 4: Netzreservekraftwerke 2020/2021

Netzreservekraftwerke 2020/2021		
	Kraftwerk	Einspeiseleistung (MW)
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiherr III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580
EnBW AG – Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG – Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG – Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG – Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG – Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG – Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6
UPM GmbH	Schongau, Dampfkraftwerk	64
<b>Summe</b>		<b>5.206,6</b>

Quelle: BNetzA 2020

Im Anschluss an die Netzreservebedarfsfeststellung wurde die endgültige Stilllegung von GKM7 (425 MW) angezeigt, woraufhin der zuständige ÜNB die Anlage als systemrelevant auswies. Die Systemrelevanzausweisung hat die BNetzA mit Bescheid vom 03.08.20 genehmigt. Die Anlage steht den ÜNB im Winter 2020/2021 als Netzreserveanlage zur Verfügung.

messen zu berücksichtigen. Instabilitäten im Stromnetz dürfen sich nicht auf die Systemsicherheit im Gasnetz auswirken. Es ist sachgerecht, dass die Privilegierung des § 16 Abs. 2a EnWG nur in Bezug auf solche Gaskraftwerke zur Anwendung kommt, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Sinne von § 13f EnWG als systemrelevant ausgewiesen wurden und dies entsprechend von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist.

# II. Kapazitätsreserve



## 1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 63 Abs. 2a EnWG in 2020 erstmals, auf Grundlage der Überprüfungen nach § 13e Absatz 5, auch eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach §§ 13e oder der Rechtsordnung nach 13h EnWG (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV) durch, einschließlich der für die Maßnahmen entstehenden Kosten.

Das BMWi veröffentlicht zum 31. Dezember 2020 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Wirksamkeit und Notwendigkeit der Netz- und Kapazitätsreserve einschließlich der dafür entstehenden Kosten.

Im Mittelpunkt des Berichts steht die Frage, ob sich diese Maßnahmen als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen haben. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dieser Zweck fortbesteht und die Maßnahmen auch zukünftig notwendig sind.

## 2. Hintergrund

### 2.1 Regelungsbedarf

Der tiefgreifende Wandel der Stromerzeugungslandschaft hin zu erneuerbaren Energien wird auch in den kommenden Jahren anhalten. Gleichzeitig verändert sich das Stromsystem auch insgesamt zu einem System, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher zunehmend auf die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien reagieren werden. Der „Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom 2019“ (BMWi 2019a) zeigt, dass die Stromnachfrage in den kommenden Jahren jederzeit gedeckt werden kann und

eine verlässliche Stromversorgung auch mit dem weiteren Voranschreiten der Energiewende gewährleistet werden kann.

Es gibt jedoch nicht vorhersehbare Extremsituationen, wie beispielsweise der gleichzeitige Ausfall von vielen Kernkraftwerken aufgrund eines Serienfehlers von sicherheitsrelevanten Kraftwerkskomponenten, in denen zusätzliche Kapazitäten benötigt werden, welche nicht durch das normale Marktgeschehen am Strommarkt angereizt werden. Um die angemessene Stromversorgung auch in solchen Situationen zu gewährleisten, wurde die Kapazitätsreserve eingeführt. Die Kapazitätsreserve dient nach § 13e EnWG der Absicherung des Strommarktes. Sie kommt zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen. Dazu werden Erzeugungskapazitäten zusätzlich zu den bestehenden Erzeugungsanlagen außerhalb des Strommarktes vorgehalten und bei Bedarf eingesetzt (siehe auch Punkt 4 zur „Notwendigkeit der Maßnahme“).

Die Ausschreibung für den ersten Erbringungszeitraum der Kapazitätsreserve (1. Oktober 2020 bis 30. September 2022) endete am 1. Dezember 2019. Die Übertragungsnetzbetreiber haben 1.056 MW Leistung für diesen Zeitraum beschafft, ausgeschrieben waren 2 GW. Somit war die Ausschreibung deutlich unterzeichnet (siehe Punkt 5 „Ausschreibung der Kapazitätsreserve“ für mehr Informationen). Es handelt sich zudem bei den Kraftwerken, die einen Zuschlag erhalten haben, ausschließlich um Gaskraftwerke im Norden Deutschlands. Für den folgenden Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024 legt die BNetzA im Rahmen eines Festlegungsverfahrens den Gebotstermin für das Ausschreibungsverfahren fest. Zudem konsultiert sie in einem zweiten Festlegungsverfahren die technischen Teilnahmevoraussetzungen,

Tabelle 5: Kraftwerksliste Kapazitätsreserve

Betreiber	Kraftwerk	Reserveleistung [MW]
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde A, B	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Ahrensfelde C, D	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow A, B	60
Lausitz Energie Kraftwerke AG	Thyrow C, D, E	90
Statkraft Markets GmbH	Landesbergen	56
Statkraft Markets GmbH	Emden	50
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block F	340
RWE Generation SE	Gersteinwerk Block G	340
<b>Summe</b>		<b>1.056</b>

Quelle: Bundesnetzagentur

um das Risiko einer erneuten Unterzeichnung in dem zweiten Ausschreibungsverfahren zu reduzieren.

## Kosten

Die Kosten für die Kapazitätsreserve belaufen sich auf 68.000 Euro je MW gebundener Reserveleistung und je Vertragsjahr. Daraus ergeben sich Kosten pro Vertragsjahr in Höhe von 71,8 Mio. Euro. Für den ersten Erbringungszeitraum, welcher vom 01.10.2020 bis zum 30.09.2022 andauert, bedeutet dies Gesamtkosten in Höhe von 143,6 Mio. Euro, wovon 17,95 Mio. Euro auf das Jahr 2020 entfallen. Gemäß § 19 Abs. 4 KapResV können noch weitere Kosten gegen Nachweis gesondert erstattet werden. Bisher sind solche zusätzlich anfallenden Kosten von den Anlagenbetreibern jedoch nicht geltend gemacht worden.

## 2.2 Regelungsumfang

Laut §13e Absatz 1 EnWG zur Kapazitätsreserve sind die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, Reserveleistung vorzuhalten, um im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssys-

tems Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund auszugleichen. Die Anlagen der Kapazitätsreserve speisen ausschließlich auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen ein.

Die Bildung der Kapazitätsreserve erfolgt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens oder eines diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertigen wettbewerblichen Verfahrens (Beschaffungsverfahren). Anlagen können wiederholt an dem Beschaffungsverfahren teilnehmen und in der Kapazitätsreserve gebunden werden. Das Ausschreibungsvolumen beträgt 2 GW. Die Betreiber der Anlagen der Kapazitätsreserve erhalten eine jährliche Vergütung, deren Höhe im Rahmen des Beschaffungsverfahrens ermittelt wird (siehe Punkt 5 „Ausschreibung der Kapazitätsreserve“). Die Betreiber von Übertragungsnetzen dürfen die ihnen auf Grund der Durchführung der Rechtsverordnung nach § 13h entstehenden Kosten nach Abzug der entstehenden Erlöse über die Netzentgelte geltend machen.

Die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, dürfen die Leistung oder

Arbeit dieser Anlagen weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußern (Vermarktungsverbot). Zudem müssen diese Anlagen endgültig stilllegen, sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot in den Strommarkt), wobei Absatz 2 Satz 4 sowie die Regelungen zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen nach den §§ 13b und 13c sowie zur Netzreserve nach § 13d unberührt bleiben. Für Lasten, welche ebenfalls an den Ausschreibungen der Kapazitätsreserve teilnehmen können, gilt das Rückkehrverbot hingegen nicht. Die Betreiber solcher Lasten dürfen aber, nachdem sie nicht mehr vertraglich gebunden sind, mit den Lasten auch nicht mehr an den Ausschreibungen auf Grund einer Verordnung nach § 13i Absatz 1 und 2 teilnehmen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft den Umfang der Kapazitätsreserve mindestens alle zwei Jahre auf Basis des Berichts zum Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 63 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 und entscheidet, ob eine Anpassung des Umfangs erforderlich ist (BMWi 2019a).

Eine Entscheidung, durch die die gebundene Reserveleistung 5 Prozent der durchschnittlichen Jahreshöchstlast im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland übersteigen würde, darf nur durch Rechtsverordnung nach § 13h ergehen; diese Rechtsverordnung bedarf der Zustimmung des Bundestages.

### 2.3 Beihilferechtlicher Status

Die Europäische Kommission hat die Kapazitätsreserve per Beschluss vom 7.2.2018 beihilferechtlich genehmigt, und zwar während dreier aufeinanderfolgender Erbringungszeiträume bis zum 30. September 2025.

Die Europäische Kommission hatte am 7. April 2017 ein formelles beihilferechtliches Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 AEUV gegen Deutschland eingeleitet (Einleitungsbeschluss), da sie Zweifel an der Vereinbarkeit der Kapazitätsreserve mit den Beihilferegelungen des Binnenmarktes hatte. So vertrat die Kommission den vorläufigen Standpunkt, dass es sich bei der Kapazitätsreserve um eine staatliche Beihilfe handele und die Maßnahme dem Staat zurechenbar sei. Die Europäische Kommission äußerte zudem die Bedenken, dass ausländischen Kapazitätsanbietern eine Teilnahme an der Kapazitätsreserve nicht möglich sei und auch grundsätzlich, dass die Kapazitätsreserve zu Gewährleistung der angemessenen Stromversorgung in Deutschland nicht zwingend erforderlich sei und den Wettbewerb auf dem Strommarkt behindern könne.

Die Bundesregierung konnte die Kommission in den beihilferechtlichen Verhandlungen von der Notwendigkeit der Kapazitätsreserve überzeugen, wodurch diese schließlich von der Kommission genehmigt wurde. Im Gegenzug hatte sich die Bundesregierung dazu bereit erklärt, die Modalitäten der Kapazitätsreserve an mehreren Punkten zu ändern, u. a. die Begrenzung der Reserve auf 2 GW je Erbringungszeitraum, sowie keine Erstattung der variablen Kosten der Anbieter vorzusehen und die Teilnahme von kleineren Lasten zu erleichtern.

## 3. Wirksamkeit der Maßnahme

In der Kapazitätsreserveverordnung wird geregelt, unter welchen Bedingungen die vorgehaltenen Anlagen zum Einsatz kommen. Da diese Voraussetzungen bisher nicht eingetreten sind, lässt sich die tatsächliche Wirksamkeit im Bedarfsfall noch nicht beurteilen.

Die Anlagen müssen vor dem Start eines Erbringungszeitraumes einen sogenannten Funktionstest durchlaufen. Dabei überprüft der zuständige Übertragungsnetzbetreiber, ob eine Anlage die technischen Teilnahmevoraussetzungen auch wirklich erfüllt. Im Rahmen des Funktionstests wird somit ein realistisches Einsatzszenario erprobt.

Alle Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, haben diesen Funktionstest im August und September 2020 erfolgreich bestanden und stehen somit der Kapazitätsreserve uneingeschränkt zur Verfügung.

#### 4. Notwendigkeit der Maßnahme

Zur Begründung der Kapazitätsreserve in Deutschland, hat die Bundesrepublik die Bewertung der Angemessenheit der Kapazitätsreserve auf Basis eines Zuverlässigkeitsstandards erstellt und mithilfe eines Gutachtens errechnet (BMW i 2019). Im Gutachten wurden umfangreiche Simulationen durchgeführt und viele unterschiedliche Situationen untersucht. Sie betreffen jedoch ausschließlich Situationen, die die Marktakteure zumindest ganz grob einschätzen und bewerten können. Hiervon abzugrenzen sind Mehrfachfehler oder Extremereignisse, für die keine oder nur eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt werden kann.

Deutschland gilt als eines der Länder mit der höchsten Versorgungssicherheit weltweit, jedoch kann selbst ein robuster und liquider Strommarkt nicht auf alle unvorhersehbaren Extremereignisse angemessen reagieren und hierfür Vorsorge treffen. Für die Energiewirtschaft relevant sind beispielsweise Mehrfachfehler, also der gleichzeitige Ausfall von mehreren Komponenten im System, wie etwa mehrerer Kraftwerke oder Leitungssysteme. Ein

Spezialfall hiervon sind sog. Common-Mode-Events, bei denen die Mehrfachfehler eine gemeinsame Ursache haben. In Frage kommen beispielsweise technische Fehler in mehreren bauartgleichen Kraftwerken oder eine reduzierte Brennstoffzufuhr für mehrere Kraftwerke wegen Niedrigwasser. Die Marktakteure können wegen der geringen Wahrscheinlichkeit kaum angemessene Maßnahmen zur Vorbereitung auf diese verschiedenen Szenarien treffen. Mehrfachfehler oder Extremereignisse, für die keine Eintrittswahrscheinlichkeiten bestimmt werden können, werden aufgrund der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit in der Regel auch von Marktakteuren nicht berücksichtigt. Dies ist auch keine Besonderheit des Strommarkts, sondern gilt im Grundsatz für alle Märkte und Extremereignisse.

Trotz der möglicherweise sehr geringen Eintrittswahrscheinlichkeit ist es jedoch wichtig, auch auf diese Ereignisse vorbereitet zu sein, da ihre Folgen schwerwiegend sein können. Die politische Akzeptanz für die Fortführung der Energiewende in Deutschland hängt folglich auch davon ab, dass derartige Mehrfachfehler oder Extremereignisse fortwährend untersucht und beherrscht werden können.

Um für diese Risiken mit sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit Vorsorge zu treffen, hat die Bundesrepublik die Kapazitätsreserve geschaffen, die in Extremsituationen zur Verfügung steht und strikt außerhalb des Strommarktes aufgesetzt ist. Sie kommt nur zum Einsatz, wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse kein ausreichendes Angebot existiert, um einen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu ermöglichen.



## 5. Ausschreibung der Kapazitätsreserve

### 5.1 Beschreibung und Auswertung der ersten Ausschreibungsrunde

Die Gebotstermine für die Ausschreibung der Kapazitätsreserve sind in § 8 der KapResV geregelt. Für den Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2020 bis 30. September 2022 lag der Gebotstermin auf dem 1. Dezember 2019.

Der Vorlauf von nur einem knappen Jahr zwischen Gebotstermin und Beginn des Erbringungszeitraums wurde gewählt, um die Kapazitätsreserve möglichst schnell einzurichten. Notwendige Nachrüstungen, Instandhaltungsmaßnahmen oder sonstige Vorbereitungsmaßnahmen konnten und mussten in diesem Zeitfenster getroffen werden.

Dem Gebotstermin ging ein dreimonatiges Ausschreibungsfenster voraus, welches am 1. September 2019 – unter gemeinsamer Betätigung aller vier Übertragungsnetzbetreiber – eingeleitet wurde. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Ausschreibung wiederum einen Monat zuvor auf ihrer Netztransparenz-Webseite (<https://www.netztransparenz.de>) angekündigt.

Bis zum Gebotstermin durften die Übertragungsnetzbetreiber keine Gebote einsehen. Erst nach Ablauf des 1. Dezembers 2019 haben die Übertragungsnetzbetreiber die eingegangenen Gebote geöffnet und gesichtet. Innerhalb der gegebenen Frist haben sie die Gebote auf die Erfüllung der Teilnahmevoraussetzungen und formale Bedingungen geprüft.

Am 5. Dezember informierten die Übertragungsnetzbetreiber das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und die Bundesnetzagentur über die eingegangenen Gebote. Fünf Anbieter haben insgesamt zehn Gebote mit insgesamt 1.144 MW Leistung

abgegeben, davon war ein Gebot eine Last. Die übrigen Anlagen waren Gaskraftwerke.

Fünf Anlagen waren zu diesem Zeitpunkt noch am Markt tätig, zwei Anlagen waren bereits stillgelegt, jedoch ohne Netzreserve-Funktion, und wiederum zwei Anlagen befanden sich bereits in der Netzreserve.

Somit ist zunächst festzuhalten, dass anstatt der zu beschaffenden 2.000 MW nur 1.144 MW angeboten wurden.

Nach Prüfung der eingegangenen Gebote haben die Übertragungsnetzbetreiber am 10. Februar 2020 acht Geboten mit insgesamt 1.056 MW den Zuschlag erteilt. Die Last und ein Gaskraftwerk wurden wegen Nichterfüllung der technischen Voraussetzungen bzw. der formalen Bedingungen ausgeschlossen. Gemäß Einheitspreisverfahren wird nun jeder der erfolgreichen Anlagen eine Vergütung pro MW pro Jahr bezahlt, die der Bieter mit dem höchsten zugeschlagenen Gebot geboten hat. Der Zuschlagspreis beträgt im vorliegenden Fall 68.000 Euro/MW/a. Sie liegt damit weit unter dem nach KapResV möglichen Höchstpreis (100.000 Euro/MW/a).

Die erfolgreichen Bieter haben im Anschluss an ihren Zuschlag zeitnah eine Zweitsicherheit (Pfand für die Realisierung der Anlage) bereitgestellt. Hätte ein Anbieter keine Zweitsicherheit geleistet, wäre der entsprechende Vertrag nicht wirksam geworden. Eine vorab geleistete Erstsicherheit wäre verfallen. Weitere Pönalen hätten in diesem Falle jedoch nicht gedroht.

Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur haben das Ausschreibungsergebnis gegenüber der Öffentlichkeit nach Zahlung der Zweitsicherheiten, in Form zweier paralleler Pressemitteilungen am 28. Februar 2020, veröffentlicht.

## 5.2 Verzicht auf eine Nachbeschaffung

Gemäß KapResV sollen die Übertragungsnetzbetreiber eine Nachbeschaffung durchführen, falls die ausgeschriebenen 2 GW nicht beschafft werden können. Nach Erörterung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur, zu den Ursachen der niedrigen Beteiligung an der ersten Ausschreibungsrunde, haben sich die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Vorgehen einverstanden erklärt, auf eine Nachbeschaffung zu verzichten.

Die Ergebnisse aus dem Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie von 2019 zeigen, dass für die Stromversorgung am Strommarkt in den kommenden Jahren, mindestens bis zum Ende des Erbringungszeitraums, keine Risiken ersichtlich sind (BMWi 2019a). Daher konnte auf die verordnungsrechtlich vorgesehene Nachbeschaffung für die restlichen 944 MW durch die Übertragungsnetzbetreiber verzichtet werden. Eine Erklärung für das geringe Angebot bei der Ausschreibung dürfte sein, dass die Kraftwerksbetreiber von einer für sie positiven Entwicklung an den Strommärkten ausgehen. So haben die Kraftwerksbetreiber offensichtlich von einem Verlassen absehen wollen, welches mit der Teilnahme an der Kapazitätsreserve verbunden gewesen wäre. Die im Markt aktiven Kraftwerke stehen im Umkehrschluss in jedem Fall für die Versorgungssicherheit zur Verfügung.

Auch aus weiteren Gründen wäre eine Nachbeschaffung wenig sinnvoll gewesen. Eine solche darf gemäß KapResV nur ohne Änderung der Teilnahmevoraussetzungen durchgeführt werden. Einziger Informationsvorteil für den Markt wäre demnach gewesen, dass nicht genügend Gebote in der ersten Runde eingegangen wären und dass der Höchstpreis nicht erreicht worden ist. Nur wenn auch die

Nachbeschaffung nicht erfolgreich verlaufen wäre, die 2 GW Leistung also immer noch nicht erreicht worden wären, hätte die Bundesnetzagentur über geeignete Maßnahmen entscheiden dürfen. Perspektivisch hätte dann jedoch bereits der Erbringungszeitraum gestartet, so dass jegliche Intervention nur noch einen Teil der Wirksamkeit erfüllt hätte.

## 5.3 Bepreisungsverfahren

### Preiswettbewerb

Bei einer öffentlichen Beschaffung ist die Wirtschaftlichkeit ein wesentliches Kriterium. Eine besonders naheliegende Möglichkeit der Beschaffung ist ein reiner Preiswettbewerb. Hier entscheidet der niedrigste Preis über die Zuschläge. Qualitative Elemente werden als Mindeststandards vorgegeben, im Falle der Kapazitätsreserve sind dies die technischen Voraussetzungen. Sind die technischen Voraussetzungen erfüllt, so werden Gebote in der Ausschreibung allein nach dem Preis sortiert.

Die Alternative, ein MEAT-Ansatz (Most Economically Advantageous Tender), wäre im Zusammenhang der Kapazitätsreserve nicht vorteilhaft. Die Reserve wird aus bestehenden Anlagen zusammengesetzt. Die technischen Strukturen bleiben deswegen überschaubar. Ein Wettbewerb der innovativen Anlagenkonzepte würde zudem keine Verbesserung hinsichtlich des Einsatzzwecks bringen, gleichzeitig das Zuschlagsverfahren erschweren. Ein stringentes und rechtssicheres Verfahren wäre so nicht mehr gegeben.

### Einheitspreisverfahren

Zum Zwecke der Beschaffung der Kapazitätsreserve wird das Einheitspreisverfahren herangezogen. Gemäß der ökonomischen Theorie bieten sowohl



Einheitspreis- als auch Pay-as-bid-Verfahren spezifische Vorteile und Nachteile für Anbieter und Beschaffer (andere Verfahren seien hier ausgeklammert)<sup>8</sup>, sodass eine Abwägung im Einzelfall erforderlich ist. Im Sinne von Transparenz und um unvollkommener Information zu begegnen, ist das Einheitspreisverfahren jedoch vorzugswürdig.

Pay-as-bid-Verfahren führen dann zu Ineffizienzen, wenn die Kosten der Wettbewerber und der Markträumungspreis unsicher sind. Die Überlegung ist, dass bei Pay-as-bid-Verfahren eine höhere Kompensation zwar den Profit des Anbieters im Falle eines Zuschlags erhöht, gleichzeitig aber die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags minimiert. Dies kann dazu führen, dass Anbieter im Fall einer asymmetrischen Informationsverteilung nicht die Wettbewerbssituation und damit nicht den Grenzzuschlagspreis einschätzen können. In einem solchen Fall kann es passieren, dass sie von einer Teilnahme am Beschaffungsverfahren absehen, selbst wenn sie günstiger produzieren könnten als ihre Wettbewerber.

Zudem neigen Akteure in Pay-as-bid-Verfahren auch eher zu strategischem Verhalten. Dabei haben große Anbieter einen Vorteil, da sie einen besseren Marktüberblick haben.

Beim Einheitspreisverfahren konzentrieren sich die Anbieter bei der Geboterstellung auf die eigenen Grenzkosten. Sofern genügend Wettbewerb herrscht, ist davon auszugehen, dass ein kosteneffizienter Zuschlag erfolgt. Kleinere Anbieter haben sogar zusätzlich den Vorteil, dass sie bei Zuschlag von den Marktkenntnissen der großen Anbieter profitieren können.

Zuletzt ist es auch eine willkommene Idee im Sinne der Transparenz, dass es einen eindeutigen Referenzpreis beim Zuschlag gibt.

### Höchstpreis

§ 12 KapResV legt fest, dass für jede Ausschreibungsrunde ein fester Höchstwert gilt, nämlich 100.000 Euro pro Megawatt pro Jahr. So auch für den ersten Erbringungszeitraum. Durch die Festlegung des Höchstwertes soll verhindert werden, dass insbesondere durch strategisches Verhalten und bei schwachem Wettbewerb die Gebote sehr hoch ausfallen und damit die Kosten für die Kapazitätsreserve stark steigen würden.

Ohne einen vorgegebenen Höchstwert könnten die Bieter erwägen, spekulativ sehr teure Gebote abzugeben – in der Hoffnung, dass es in der konkreten Ausschreibung zu wenige Gebote gibt –, und zur Erfüllung des Mengenziels den Zuschlag auch mit einem sehr hohen Gebotswert bekommen.

Der Höchstwert von 100.000 Euro pro Megawatt pro Jahr orientiert sich am oberen Rande der typischen fixen Betriebs- und Instandhaltungskosten unterschiedlicher Kraftwerkstechnologien. Diese weisen eine große Bandbreite auf. Eine Quantifizierung der wahren Kosten ist durch den Verordnungsgeber kaum möglich. Um sicherzustellen, dass ausreichend Wettbewerb besteht und die ausgeschriebene Reserveleistung möglichst weit gedeckt werden kann, muss der Höchstwert ausreichend hoch sein. Der Höchstwert von 100.000 Euro pro Megawatt pro Jahr entspricht etwa dem Doppelten der fixen jährlichen Betriebs- und Instand-

<sup>8</sup> Strommarktdesign, Ockenfels et. al., Gutachten im Auftrag der EEX, 2008, [https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso\\_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten\\_EEX\\_Ockenfels.pdf](https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf)

haltungskosten eines Steinkohlekraftwerks und etwa dem Dreifachen der fixen jährlichen Betriebskosten eines Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerks. Für Lasten ist von niedrigeren Kosten auszugehen. Deren Abwägung hängt jedoch stark von Opportunitäten ab.

Zusätzlich zu den fixen Betriebskosten ist zu berücksichtigen, dass Kraftwerke in der Kapazitätsreserve unter Umständen vor dem Beginn des Erbringungszeitraums ertüchtigt werden müssen, um die Anforderungen der Kapazitätsreserve zu erfüllen. Dadurch fallen weitere Kosten an, die über den Erbringungszeitraum von zwei Jahren amortisiert werden müssen. Denn ein Bieter wird nicht sicher von einer erneuten Kontrahierung in der Kapazitätsreserve für die Folgezeiträume ausgehen können. Gleichzeitig ist eine Rückkehr in den Strommarkt für Stromerzeugungsanlagen ausgeschlossen.

In den fixen Betriebskosten sind ferner weder Risiken noch etwaige Kapitalkosten der Anlagenbetreiber, noch die oben genannten Ertüchtigungen enthalten. Risikofaktoren, die in das Gebot einfließen, können zum Beispiel unerwartete Ausfälle der Anlage und die damit verbundenen Reparaturkosten sowie unter Umständen Vertragsstrafen sein.

Der Höchstwert von 100.000 Euro pro Megawatt pro Jahr bietet insoweit einen ausreichenden Schutz gegen überhöhte Gebote aufgrund strategischen Verhaltens oder schwachen Wettbewerbs, andererseits bietet er ausreichend Möglichkeit zur Deckung der Kosten.

Nach § 12 Absatz 3 KapResV kann die Bundesnetzagentur den Höchstwert bis spätestens 15 Monate vor jeder Ausschreibung anpassen. Das ist sinnvoll, da sich Kosten und Risiken bzw. deren Einpreisung in die Gebote im Laufe der Zeit ändern können, wodurch eine Anpassung des Höchstwerts notwendig werden könnte.

## III. Ausblick

Zur Erreichung der Energie- und Klimaziele Deutschlands muss auch die Stromversorgung einen wichtigen Beitrag leisten. Während die volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung zur Integration der erneuerbaren Energien in unser Stromsystem vor allem im weiteren Netzausbau liegt, spielen sowohl die Netzreserve als auch die Kapazitätsreserve kurzfristig noch eine wichtige Rolle. Sie stellen sicher, dass unter den besonderen Bedingungen der Transformation das Energiesystem weiterhin stabil bleibt und gegen Extremsituationen abgesichert ist.

Die Netzreserve bleibt in den nächsten Jahren eine wesentliche Komponente des Netzengpassmanagements. Sie gewährleistet, dass sich das am Strommarkt einstellende Gleichgewicht aus Stromangebot und -nachfrage an die physikalische Realität des Übertragungsnetzes anpassen lässt. Ungeachtet dessen bleibt es das uneingeschränkte Ziel Deutschlands, die Netzreserve schrittweise zu reduzieren und abzuschaffen. Dazu wird auch ein grenzüberschreitendes, verbindliches Redispatch-Regime mit den deutschen Stromnachbarn beitragen. Ganz zentral bleibt jedoch die schnelle Umsetzung des beschlossenen Netzausbaus in EnLAG und BBPIG und insbesondere die zügige Fertigstellung der Gleichstromleitungen, welche den Netzreservebedarf voraussichtlich substantiell wird senken können.

Die Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt gegen unerwartete Risiken und Extremereignisse ab, für die der Markt selbst keine Vorsorge treffen kann. Ab dem zweiten Erbringungszeitraum soll die Kapazitätsreserve in vollem Umfang von 2 GW zur Verfügung stehen.

## IV. Quellenverzeichnis

BMWi 2019: Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten (BMWi 2019)

(<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/definition-und-monitoring-der-versorgungssicherheit-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>)

BMWi 2019a: Monitoringbericht Versorgungssicherheit Strom 2019 (BMWi 2019)

([https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18))

Bundesnetzagentur 2020: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 vom 30. April 2020 (BNetzA 2020)

([https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte\\_Fallanalysen/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3))

Bundesnetzagentur 2020a: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur, Stand 01.04.2020 (BNetzA 2020a)

([https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html))

Bundesnetzagentur 2020b: EnLAG-Monitoring Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem zweiten Quartal 2020 (BNetzA 2020b)

([https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Monitoring/Monitoring\\_2020-Q2.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Monitoring/Monitoring_2020-Q2.pdf?__blob=publicationFile))

Europäisches Beihilfenregister (Europäische Kommission 2020)

([https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_42955](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42955))

Strommarktdesign, Ockenfels et. al., Gutachten im Auftrag der EEX, 2008

([https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso\\_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten\\_EEX\\_Ockenfels.pdf](https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf))

