

Berlin, 10. Juli 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Diskussionspapier

zur Zukunft der Netzreserve

Versionsnummer: 1

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

Inhalt

1	Management Summary	3
2	Reservekraftwerkssituation in Deutschland – im Besonderen die Netzreserve....	3
	2.1 Kosten und Vergütung der Netzreserve	5
	2.2 Aktuelle Herausforderungen	6
	2.3 Weitere Herausforderungen in den kommenden Jahren	8
3	Rechtliche Einordnung	9
	3.1 Beschreibung der Netzreserve	9
	3.2 Zusammenspiel von KVBG und Netzreserve	10
4	Lösungsansätze.....	10
	4.1 Schaffung von Planungssicherheit.....	10
	4.2 Kostenerstattungskonzept pragmatisch anpassen	11
	4.3 Schneller Zubau an gesicherter Leistung.....	12
	4.4 Nachnutzungskonzepte ermöglichen.....	12

1 Management Summary

In diesem Papier stellt der BDEW die Rolle der Netzreserve für die Systemstabilität dar und schlägt konkrete Verbesserungen vor, wie das Instrument weiterentwickelt werden muss, um bei zunehmender Alterung der Reservekraftwerke auch in den kommenden Jahren eine adäquate Absicherung zu gewährleisten.

- › Ziel der Netzreserve ist es, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auch unter veränderten Bedingungen am Strommarkt zu gewährleisten und die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Sie soll insbesondere der Behebung von Netzengpässen dienen, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind und sie für die Systemsicherheit nicht mehr benötigt wird. Obwohl sie ursprünglich als befristetes Instrument eingeführt wurde, ist absehbar, dass zukünftig trotz Netz- und Kraftwerksbau weiter Reservekraftwerke benötigt werden.
- › Dabei bestehen zwei Herausforderungen: Einerseits sind die Kosten für die Netzreserve für die Anlagenbetreiber in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen und werden voraussichtlich auch weiter steigen. Andererseits sind die in der Netzreserve befindlichen Anlagen in aktuell bis zu 60 Jahre alt. Mit zunehmendem Alter der Anlagen steigt der Aufwand für die Instandhaltung, um die Verfügbarkeit der Anlagen aufrechtzuerhalten.
- › Deshalb müssen kurzfristig die Rahmenbedingungen für den sicheren Betrieb der Netzreserve verbessert werden. Dazu gehört, dass entstehende Kosten der Anlagenbetreiber für die Netzreserve besser erstattet werden können. Außerdem sollte eine bessere Planbarkeit für die Netzreserve gewährleistet werden, indem präventive Langfristanalysen bis 2035 durchgeführt werden, ein schneller Zubau an gesicherter Leistung nach StromVKG-E erfolgt, und Nachnutzungskonzepte von Netzreservestandorten ermöglicht werden.

2 Reservekraftwerkssituation in Deutschland – im Besonderen die Netzreserve

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien mit regionalen Schwerpunkten sowie die Stilllegung gesicherter Kraftwerksleistung vor allem auf der Basis von Kernkraft und Kohle haben zu einer grundlegenden Veränderung der Leistungsflüsse innerhalb der Stromnetztopologie geführt. Diese machen neue gesicherte Stromerzeugungsleistung, aber auch umfangreiche Netzausbaumaßnahmen unabdingbar.

Erneuerbare Energien speisen dargebotsabhängig und damit volatil ein. Da die steuerbare lastnahe Erzeugung geringer wird, müssen größere Strommengen über weite Strecken transportiert werden. Netzengpässe haben in der Vergangenheit zugenommen und werden auch zukünftig auftreten.

Zusammen mit den Instrumenten der im Ausland vertraglich gebundenen Reserven, der Kapazitätsreserve und den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln (bnBm) ergänzen die in der Netzreserve gebundenen Kraftwerke das marktliche Redispatch-Potenzial. Dies ist notwendig, um trotz der vorhandenen Engpässe in bestimmten Lastsituationen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (im Folgenden „Systemsicherheit“) zu gewährleisten.

In Situationen, in denen die marktlichen Kapazitäten kein ausreichendes positives Redispatch-Potential (= außerplanmäßiges Hochfahren von Erzeugungsleistung) bieten, werden die Netzreservekraftwerke und die weiteren genannten Reserve-Kapazitäten für die Behebung von strom- und spannungsbedingten Netzengpässen eingesetzt. Zusammen mit der zunehmend marktlich erfolgenden Beschaffung von Systemdienstleistungen tragen sie zwar einerseits zum Erhalt der Systemsicherheit und dem hohen Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland bei. Andererseits ist aber auch festzuhalten, dass der Umfang an Reservekraftwerken sowohl kapazitäts- als auch kostenseitig seit Jahren kontinuierlich ansteigt.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht die Möglichkeit vor, Kraftwerke, die zur Stilllegung angezeigt wurden oder die gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) aus Ausschreibungen oder per Altersreihung zur Erreichung der Klimaschutzziele vom Markt genommen werden bzw. wurden, zur Gewährleistung der Systemsicherheit bis zur tatsächlichen Stilllegung für den Einsatz in der Netzreserve weiter betriebsbereit zu halten. Die Netzreserve soll der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs und insbesondere der Behebung von Netzengpässen dienen, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind und sie für die Systemsicherheit nicht mehr benötigt wird. Die Betreiber der betroffenen Anlagen sind sich der Bedeutung der Netzreservekraftwerke bewusst und erfüllen deshalb die im EnWG geregelten Anforderungen. Mit der Bereithaltung von Netzreserveanlagen sind für sie allerdings keine wirtschaftlichen Vorteile verbunden, sondern insbesondere Verantwortung für deren Betriebsbereitschaft und mögliche Einschränkungen in der Nutzung der Standorte.

Wesentliche Herausforderung der Netzreserve ist, dass einige der darin befindlichen Anlagen bis zu 60 Jahre alt sind. Mit zunehmendem Alter der Anlagen steigt der Aufwand für die Instandhaltung, um die Verfügbarkeit der Anlagen aufrechtzuerhalten. Darüber hinaus verfügen die Netzreserveanlagen über vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade, womit höhere spezifische CO₂-Emissionen als bei modernen Anlagen verbunden sind. Im Gesamten sind aufgrund der im folgenden Kapitel beschriebenen Sachverhalte die Vorhaltung und der Einsatz der Netzreserve mit hohen Kosten verbunden.

Im Sinne des energiewirtschaftlichen Dreiecks schlägt der BDEW nachfolgend als Lösungsansätze vor, Planungssicherheit durch zusätzliche Systemanalysen der BNetzA zu schaffen, die benötigten Netzreservekapazitäten zeitnah durch den Neubau vergleichbarer steuerbarer

Stromerzeugungskapazitäten zu reduzieren, die Kosten für den Redispatch zu senken und notwendige Maßnahmen zum Erhalt der Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke zu ergreifen. Dies soll in diesem Papier adressiert werden.

2.1 Kosten und Vergütung der Netzreserve

Die Vergütung für die Anlagen der inländischen Netzreserve ist abschließend durch § 13c EnWG geregelt und wird über Netzentgelte refinanziert.

In der praktischen Umsetzung bedeutet dies, dass den Anlagenbetreibern bei Untersagung einer Stilllegung die kraftwerksspezifischen jeweiligen Kosten gemäß § 13c EnWG erstattet werden, dazu zählen

- Erhaltungsmaßnahmen,
- Betriebsbereitschaftsauslagen,
- Erzeugungsauslagen
- und unter bestimmten Umständen anteiliger Werteverbrauch sowie Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen.¹

Nicht erstattungsfähig ist hingegen der entgangene Gewinnanteil nach § 13c EnWG².

Nach Auffassung des OLG Düsseldorf³ gebietet die „angemessene Vergütung“ nach § 13c Abs. 3 EnWG zudem keine ausnahmslose Kostenerstattung auf Ist-Kosten-Basis. Im Gegensatz dazu stehen die ausländischen Reserven, bei denen die Vergütung über marktliche Interessenbekundungsverfahren gebildet wird.

Konkret ergeben sich daraus aus Sicht der Kraftwerksbetreiber folgende Schwierigkeiten: Beim aktuell angelegten Kostenberechnungsansatz der inländischen Netzreservekraftwerke werden mitunter bestimmte real anfallende Kosten nicht berücksichtigt, so dass Kraftwerksbetreiber wirtschaftliche Risiken sehen. Weitere Herausforderungen aus Sicht der Kraftwerksbetreiber sind:

- Zu den nicht vollständig erstattungsfähigen Kosten zählen ihrer Ansicht nach einzelne Bestandteile von beispielsweise: Overheadkosten, Personalbeschaffung, Mitgliedschaften, Ersatzteilhaltung, Finanzierungskosten infolge großer Abstände zwischen Zahlungen

¹ OLG Düsseldorf, Beschl. v. 17. Dezember 2025, Az. VI-3 Kart 507/24, Rn. 100; noch nicht rechtskräftig.

² OLG Düsseldorf, Beschl. v. 17. Dezember 2025, Az. VI-3 Kart 507/24, Rn. 101; noch nicht rechtskräftig.

³ OLG Düsseldorf, Beschl. v. 17. Dezember 2025, Az. VI-3 Kart 507/24, 2. Leitsatz; noch nicht rechtskräftig.

der Betreiber z.B. an Dienstleister und Kostenerstattung hierfür durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, die Betriebs- und Geschäftsausstattung sowie Auswirkungen auf Pensionsverbindlichkeiten.

- Die Opportunitätskosten berücksichtigen nur die Pacht von belasteten Grundstücken, nicht aber das nicht nutzbare Entwicklungspotenzial der teilweise attraktiven Standorte, die durch den Erhalt von Netzreserveanlagen für den Neubau von Energieanlagen aber auch andere energienahe Nutzungen (z.B. Rechenzentren) teilweise eingeschränkt sind.
- Für den Materialaufwand außerhalb größerer Revisions- und Schadensersatzung und den sonstigen betrieblichen Aufwand (z.B. Schulungen) erfolgt eine Vergütung auf Basis historischer Werte ohne Inflationsausgleich. Inflationseffekte und zunehmender Aufwand aufgrund der Alterung der Anlagen werden bei der Erstattung somit nicht berücksichtigt. Eine vollständige Neutralstellung der Betreiber im Rahmen der Netzreservebereitstellung wäre nur über eine Kompensation auf Ist-Kosten-Basis möglich.

Die Kosten für die Netzreserve sind für die Anlagenbetreiber in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Ursachen sind dabei – über den reinen Leistungszuwachs hinaus – u.a. die Kosten für die standortspezifische Vorhaltung und Instandhaltung einschließlich der Herausforderungen eines geringer werdenden Angebots an für Reparaturen einsetzbaren Anlagenlieferanten. Zudem ist der Einsatz mit wirkungsgradbedingt vergleichsweise hohen Brennstoff- sowie CO₂-Kosten verbunden. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere die Kosten für die Vorhaltung in den kommenden Jahren weiter ansteigen werden.

2.2 Aktuelle Herausforderungen

Herausforderungen der Netzreservekraftwerke sind heute bereits deutlich spürbar, wobei sie je nach Standort variieren. Hinzuweisen ist dabei insbesondere auf folgende Aspekte:

- Personalsituation: Personal, das in den letzten Jahren in den Kraftwerken tätig war, geht perspektivisch sukzessiv in den Ruhestand. Damit kann ein Abbau von kraftwerksspezifischem Knowhow einhergehen, da sich die Nachbesetzung von qualifiziertem Kraftwerkspersonal zunehmend herausfordernd gestaltet. Zur Ausbildung von neuem Personal an den Anlagen reichen die begrenzten Einsätze in der Netzreserve bei einzelnen Anlagen nicht aus, sodass spezielle zusätzliche Probefahrten durchgeführt und/oder Simulatoren genutzt werden müssen, nur um das Personal zu schulen.

Die Erstausbildung von Schichtpersonal für Kraftwerke erfordert eine mehrjährige Schulung, Qualifizierung und Beschäftigungsperspektive. Für den Fall, dass die Personalausstattung bei einzelnen Anlagen zum Betrieb nicht mehr ausreicht,

muss bei diesen unter Umständen das Servicelevel abgesenkt oder der Betrieb der Anlagen vorübergehend eingestellt werden.

- **Sicherung der Brennstoffversorgung:** Für die Kohlekraftwerke in der Netzreserve muss die Kohle-Bereitstellungskette, bestehend aus Umschlag sowie Lagerung und Transport inkl. Infrastruktur in Seehäfen und Binnenhäfen gesichert werden. Insbesondere für Umschlag, Lagerung und Logistik ist der längerfristige Bedarf sowie notwendige Flexibilität zu definieren, um den erforderlichen Dienstleistern in der Kohlewertschöpfungskette eine Perspektive zu eröffnen. Ergänzend ist unterstützend durch den ÜNB (im Rahmen der Möglichkeiten) auf eine ausreichende Dimensionierung der Brennstofflagerbestände an den Kraftwerksstandorten zu achten, um die Anlagen auch beim Wegfall einzelner Dienstleister bis zum Ersatz (ggf. in eingeschränktem Umfang) einsetzen zu können.
- **Technik:** Mit zunehmendem Alter sinkt die Verfügbarkeit der Anlagen im Hinblick auf die erforderliche Technik und die Ersatzteilversorgung. Zudem schwindet die Servicekompetenz ehemaliger Hersteller für die in die Jahre gekommenen Anlagen, welche die Kraftwerksbetreiber nicht ausgleichen können. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass eigenes Knowhow aufgebaut werden muss, wenn externe Servicekompetenz fehlt oder rückläufig ist. Dadurch steigen prinzipiell die Kosten durch Alternativlösungen und gleichzeitig die Dauer von Instandhaltungsmaßnahmen, was zu längeren Nichtverfügbarkeiten führt.
- **Planungssicherheit:** Je nach Dauer und Vorlauf der Systemrelevanzausweisung haben die Kraftwerksbetreiber und deren Mitarbeitende mit Blick auf den zukünftigen Weiterbetrieb oder die endgültige Stilllegung der Anlagen unzureichende Planungssicherheit. Dies wird ebenfalls bedingt durch die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Förderung von Kraftwerksneubauten. Dies kann zu zusätzlichen Kosten führen.
- **Teilweise Einschränkungen der Standorte:** Mittlerweile bis Anfang der 2030er-Jahre bestehende Systemrelevanzausweisungen erschweren ggf. an einzelnen Standorten die Situation der betroffenen Kraftwerksbetreiber hinsichtlich der unklaren Nutzungsoptionen der Standorte für neue Projekte. Insbesondere Rückbau und Entflechtung von Netzreserveanlagen zur Vorbereitung der Standorte für neue Projekte benötigen Vorlaufzeit, Planungssicherheit und belastbare Regelungen, damit neue Projekte nicht durch Bestandsanlagen in der Netzreserve blockiert werden.

2.3 Weitere Herausforderungen in den kommenden Jahren

In Zukunft wird der Bedarf an Netzreserve von mehreren Faktoren abhängen: u. a. von der Entwicklung des Strombedarfs und dem Zu- bzw. Umbau steuerbarer Kapazitäten sowie deren geografischer Verteilung, der weiteren Erschließung des Redispatchpotenzials, vom Fortschritt beim Netzausbau und von der Umsetzung netzoptimierender Maßnahmen.

In den kommenden Jahren werden jedoch voraussichtlich weitere Kraftwerke aufgrund betriebswirtschaftlicher Erwägungen und/oder des gesetzlich fixierten Kohleausstiegs zur Stilllegung angezeigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass insbesondere im sogenannten netztechnischen Süden kaum eine Anlage tatsächlich endgültig stillgelegt werden darf, sondern voraussichtlich alle diese Anlagen in die Netzreserve zu überführen sind. Trotz des kontinuierlichen Anstiegs an Reserveanlagen im Inland kann der Fall eintreten, dass die von den ÜNB kontrahierten Kapazitäten nicht ausreichen. In diesem Fall müssen die ÜNB – wie bereits für die letzten vier Winter – zusätzliche Kapazitäten im Ausland über sog. Interessenbekundungsverfahren beschaffen.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die unter 2.2 beschriebenen Herausforderungen in den nächsten Jahren ansteigen werden, d.h. der Umfang, der Einsatz und auch die Kosten für die Netzreserve und die Kapazitäten werden weiter ansteigen, während die Verfügbarkeit dieser Anlagen aufgrund ihres zunehmenden Anlagenalters weiter sinken wird. Die Revisions- und Instandhaltungskosten steigen mit zunehmendem Alter der Anlagen an. In [einer Analyse](#) rechnet Amprion mit Gesamtkosten allein für Reservekraftwerke (inklusive ausländischer Netzreserve und bnBm) von jährlich insgesamt rund zwei Milliarden Euro Mitte der 2030er Jahre.

Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber kann ein Betrieb der Steinkohleanlagen in der Netzreserve für einzelne Unternehmen aufgrund der wirtschaftlichen Situation (reine Kostenerstattung ohne Planungssicherheit und teilweise Einschränkung der Standorte für neue Projekte) nicht langfristig sichergestellt werden. Insgesamt kann der Betrieb der Steinkohleanlagen aufgrund der fehlenden Verfügbarkeit von Technik, Personal und Brennstofflieferketten nicht über Mitte der 2030er Jahre hinaus für alle Anlagen gewährleistet werden.

Unterschiedlich ausgelegt wird von den Unternehmen außerdem, ob in der Netzreserve gebundene Steinkohleanlagen (aktuell sind dies 6,6 Gigawatt) über das Jahr 2038 hinaus noch Kohle in der Netzreserve verstromen dürfen (hierzu 3.2).

Selbst bei schneller Umsetzung des Gesetzes zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG) mit etwa elf Gigawatt (GW) an neuer gesicherter Leistung, wie sie von der Bundesregierung geplant ist, ist die kommerzielle Verfügbarkeit erster neuer Anlagen frühestens ab Ende 2031 zu erwarten. Es ist zudem zu erwarten,

dass dieser Zubau nicht ausreichen und nicht durchgehend an geeigneten Orten erfolgen wird, um die Netzreserve und weitere bis dahin stillzulegende ältere Bestandsanlagen vollständig zu ersetzen. Es ist zudem zu klären, wie vermieden werden kann, dass Kraftwerksstandorte durch Netzreserveanlagen teilweise für Neubauten blockiert werden bzw. ein Neubau erschwert wird. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass durch Nachnutzungsprojekte am Standort das gleiche Netzsicherheitsniveau über den gesamten Zeitraum erhalten werden kann. Es besteht also akuter Handlungsbedarf.

3 Rechtliche Einordnung

3.1 Beschreibung der Netzreserve

Die Netzreserve wurde im Jahr 2013 in § 13b EnWG a.F. eingeführt. 2016 wurde die Netzreserve überarbeitet, in § 13d EnWG überführt und als staatliche Beihilfe von der Europäischen Kommission [genehmigt](#). Ziel der Netzreserve ist es, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auch unter veränderten Bedingungen am Strommarkt zu gewährleisten und die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Ausführlichere Bestimmungen u.a. zum Auswahlverfahren, zur Verfügung und zum Einsatz der Reserve sind in der Netzreserveverordnung enthalten.

Die ÜNB dürfen Anlagen der Netzreserve grundsätzlich erst einsetzen, wenn alle netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit ausgeschöpft sind.

Die Europäische Kommission hat im Rahmen der Genehmigung der Netzreserve im Jahr 2016 überprüft, ob diese im Einklang mit den Vorgaben der Leitlinien der Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen von 2014 steht. Dabei hat sie u.a. festgestellt, dass die Netzreserve nur dann eine angemessene Maßnahme sein kann, wenn sie vorübergehenden Charakter trägt sowie mit Maßnahmen und Marktformen einhergeht, die auf die Ursachen des Versorgungsproblems abstellen.

Die beihilferechtliche Genehmigung der deutschen Netzreserve durch die Europäische Kommission war bis zum 30. Juni 2020 befristet und ist ausgelaufen. Von einer Verlängerung der beihilferechtlichen Genehmigung hat die Bundesregierung unter dem Eindruck des Urteils des EuGH zum EEG 2012 vom 28.03.2019⁴ [Abstand genommen](#), da die Netzreserve aus Sicht der Bundesregierung nicht unter die Beihilferegelungen fällt.

⁴ [Urteil des EuGH vom 28.03.2019, RS C 405/16P.](#)

3.2 Zusammenspiel von KVBG und Netzreserve

Das KVBG hat das Ziel, die Verstromung von Stein- und Braunkohle in Deutschland am Strommarkt bis spätestens Ende des Jahres 2038 schrittweise und möglichst stetig auf null zu reduzieren und dadurch Emissionen zu reduzieren. Zur Erreichung dieses Ziels sieht das KVBG ein Verfahren für die Reduzierung der Kohleverfeuerung vor. Die Bundesnetzagentur identifiziert im Rahmen des Verfahrens Steinkohleanlagen, für die das Verbot der Kohleverfeuerung angeordnet wird. In einem nächsten Schritt überprüfen die ÜNB, ob die betroffenen Anlagen für das Stromsystem systemrelevant sind. Systemrelevante Anlagen werden gem. § 37 Abs. 2 KVBG i.V.m. § 13b EnWG in die Netzreserve überführt und stehen den ÜNB bei Bedarf zur Verfügung. Sie sind vorübergehend von dem Kohleverfeuerungsverbot ausgenommen. Zur Stilllegung von Braunkohleanlagen ist für jede Erzeugungsanlage ein fester Zeitpunkt festgelegt. Ob Steinkohleanlagen in der Netzreserve vom Zweck und Ziel des Gesetzes erfasst sind, die Kohleverstromung vor dem 1. Januar 2039 zu beenden, wird unterschiedlich ausgelegt. Eine entsprechende gesetzliche Klarstellung ist erforderlich, um allen beteiligten Akteuren auch hierbei Planungssicherheit zu geben.

4 Lösungsansätze

Die Netzreserve ist als Übergangsinstrument geschaffen worden. Ihr fortbestehender und voraussichtlich weiter steigender Umfang zeigt, dass die strukturellen Ursachen ihres Einsatzes bislang nicht ausreichend beseitigt wurden. Deshalb müssen kurzfristig die Rahmenbedingungen für den sicheren Betrieb der Netzreserve verbessert werden. Gleichzeitig muss die Politik die Voraussetzungen schaffen, damit die Netzreserve perspektivisch wieder auf ihren eigentlichen Zweck als zeitlich begrenztes Sicherungsinstrument zurückgeführt werden kann.

Unabhängig von der Notwendigkeit, die Engpässe primär durch effizienten Netzausbau zu beseitigen, sind – wie in den Kapiteln 2 und 3 beschrieben – Lösungen für die aktuellen und zukünftigen Netzreservekraftwerke und -standorte erforderlich. Diese müssen zeitnah greifen, da die vorhandenen Netzreservekraftwerke älter werden, die Netzreserve voraussichtlich noch einige Jahre weiter anwachsen wird und sich die in Kapitel 2 beschriebenen Herausforderungen intensivieren werden.

4.1 Schaffung von Planungssicherheit

Für alle Beteiligten ist es zielführend, frühzeitig Planungssicherheit zu schaffen. Eine Herausforderung ist bislang insbesondere, dass die Systemrelevanz erst nach einer Stilllegungsanzeige ausgewiesen werden kann. Es wäre jedoch sinnvoller, nach Genehmigung der Systemrelevanz vorbereitende Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebsbereitschaft möglichst frühzeitig durchzuführen und bereits vor dem beabsichtigten Stilllegungszeitpunkt zu starten.

Hinzu kommt, dass die Endtermine zwar in den Systemrelevanzausweisungen für die Netzreserve ersichtlich sind, diese Endtermine aber wegen möglicher Verlängerungen der Ausweisung nicht final sind und in vielen Fällen auch bereits regelmäßig verlängert wurden.

Eine höhere Planungssicherheit kann erreicht werden, indem die BNetzA rechtzeitig und präventiv zusätzliche Systemanalysen (Langfristanalysen nach § 13b Abs. 2 EnWG) für nach KVBG stillzulegende oder zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke sowie bereits in der Netzreserve befindliche Anlagen mit mehrjährigem Vorlauf durchführen lässt und evtl. sich daraus ergebende Systemrelevanzausweisungen nach Prüfung bestätigt. Dies hat den Vorteil, dass entsprechende technische, personelle und betriebswirtschaftliche Maßnahmen besser und früher planbar sind.

Die Langfristanalysen haben jedoch den Nachteil, dass sie mit höheren Unsicherheiten bezüglich Netzausbau, Strombedarf und Prognosen verbunden sind. Ohne langfristige Perspektive ist aber weder eine Personalplanung noch eine mehrjährige Planung kostenintensiver Instandhaltungsprogramme möglich.

In Abwägung der Vor- und Nachteile schlägt der BDEW daher eine präventive Langfristanalyse gemäß § 13b EnWG bis 2035 vor, die den gesamten restlichen steuerbaren Kraftwerkspark analysiert. Diese Analyse soll im Abstand von zwei Jahren wiederholt werden und jeweils 10 Jahre in die Zukunft greifen. In Abstimmung mit dem zuständigen ÜNB und der BNetzA können damit ggf. bereits zum Ende des Marktbetriebs bzw. vor Beginn des Netzreservezeitraums anstehende Maßnahmen zur Sicherstellung der Betriebsbereitschaft in der späteren Netzreserve umgesetzt werden. Hierbei sollte dann weiterhin der Grundsatz gelten, dass der ÜNB die Kosten für die Maßnahmen erstattet. Diese Kosten müssen dann für den ÜNB refinanzierbar sein.

4.2 Kostenerstattungskonzept pragmatisch anpassen

Es besteht ein Spannungsfeld zwischen dem Ziel, die Kosten für den Endverbraucher zu begrenzen und der Notwendigkeit, Kraftwerksbetreibern eine faire Vergütung zu zahlen, damit sie ihre Anlagen betriebsbereit halten. Anpassungen der Kostenerstattung müssen, sofern staatliche Mittel eingesetzt werden, beihilferechtskonform erfolgen und eine marktverzerrende Wirkung ist weitestgehend zu vermeiden. Durch eine frühzeitige Ausweisung in die Netzreserve können erforderliche Maßnahmen in Abstimmung mit der BNetzA auch vorbereitend getroffen werden, wodurch sich die Gesamtkosten der Netzreserve reduzieren und die Verfügbarkeit der Anlagen erhalten werden kann.

Der BDEW schlägt daher vor, erforderliche mehrjährige, teils auch vorbereitende, Maßnahmen bestehender und zukünftiger Netzreserveanlagen sowie nachlaufende Kosten der

Netzreserve in den Netzreservekosten zu berücksichtigen und in den gesetzlichen Rahmen aufzunehmen.

Dies betrifft konkret:

- › **Vorlaufende Kosten:** Vergütung von Kosten für die Personalvorhaltung und -qualifizierung (inkl. Aus- und Weiterbildung), nur für die Netzreserve notwendige IT-Systeme, sowie in Einzelfällen zur Sicherung der Kohle-Bereitstellungskette, die zusätzlich infolge der Systemrelevanzausweisung entstehen. Da die Kosten für solche Maßnahmen steigen, je später diese ergriffen werden, ist es zielführend, die Maßnahme frühzeitig durchzuführen. Daher sollten diese Aufwendungen so weit wie möglich im Netzreserveregime vergütet werden, auch wenn die betroffene Anlage zu diesem Zeitpunkt noch im Markt eingesetzt wird.
- › **Nachlaufende Kosten:** Maßnahmen, die nach Ablauf der Systemrelevanz und ausschließlich durch die Systemrelevanz selbst entstanden sind, beispielsweise zur Umschulung und ggf. Sozialpläne für Personal, das in der Netzreservephase neu eingestellt wurde, sowie Personal für die Restabwicklung und nachlaufenden Tätigkeiten.

Darüber hinaus sollten in der Kostenerstattung die Ergebnisse des AgNes Prozesses berücksichtigt werden.

4.3 Schneller Zubau an gesicherter Leistung

Zwingend erforderlich ist schnelle Klarheit über den regulatorischen Rahmen für den Zubau von Kapazitäten, insbesondere durch das noch in Vorbereitung befindliche StromVKG und die Einführung eines Kapazitätsmarkts. Beide Instrumente können dazu beitragen, dass die Netzreserve abschmelzen kann. Im Referentenentwurf zum StromVKG vom April 2026 wurde der Neubau an Netzreservestandorten adressiert. Mit einer sogenannten regionalen Steuerung soll der Neubau im netztechnischen Süden mit den größten netztechnischen Herausforderungen stärker gefördert werden. Ein entsprechender Neubau in den netztechnisch kritischen Regionen würde den Bedarf an Netzreserve reduzieren. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass der mit dem StromVKG angestrebte Neubau von ca. sechs bis sieben GW im netztechnischen Süden nicht ausreichen könnte, um trotz paralleler Netzausbaumaßnahmen die Netzreserve und zur Stilllegung anstehende Erzeugungsanlagen vollständig zu ersetzen.

4.4 Nachnutzungskonzepte ermöglichen

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass Regelungen zum Ersatz systemrelevanter Anlagen durch neue steuerbare Erzeugungsanlagen in Ausschreibungen, wie beispielsweise im Rahmen des StromVKG bereits vorgesehen, weiterhin berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere für Standorte wichtig, bei denen die Fläche begrenzt ist bzw. durch Netzreserve-Anlagen eine

Weiterentwicklung erschwert wird oder Teile/Nebenanlagen bestehender Anlagen für Neubauten weitergenutzt werden sollen. Netzreserve darf den Neubau von Anlagen nicht behindern, solange die Systemsicherheit durchgehend auf gleichbleibendem Niveau bleibt. Dies bedeutet konkret, dass Zubau insbesondere auch in den Regionen erfolgen sollte, in denen derzeitige Netzreservekraftwerke nach heutigem Kenntnisstand ohne Zubauten noch lange Zeit zur Gewährleistung der Systemsicherung benötigt werden würden.

Dies schließt auch und vor allem eine sachgerechte Lösung im Hinblick auf die Berücksichtigung der Auswirkungen von Netzreserveanlagen im Rahmen immissionsschutz- und wasserrechtlicher Genehmigungsverfahren ein, damit eine Genehmigungserteilung nicht an der Vorbelastung der eigentlich zur Stilllegung angezeigten Bestandsanlagen scheitert. Es muss möglich sein, das Stilllegungsverbot bestehender Netzreservekraftwerke zugunsten von nach StromVKG bezuschlagten Neubauten zum Zeitpunkt des jeweils gesicherten Betriebs vorzeitig aufzuheben, sofern ein Parallelbetrieb bestehender Netzreservekraftwerke mit den neuen Erzeugungskapazitäten unmöglich ist.

Ansprechpartner/ Ansprechpartnerinnen

Timon Groß

Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem

timon.gross@bdew.de

+49 30 300 199 1309

Julia Schneider

Fachgebietsleiterin Recht

julia.schneider@bdew.de

+49 30 300 199 1528

Vera Klöpfer

Fachgebietsleiterin Energienetze, Regulierung und Mobilität

vera.kloepfer@bdew.de

+49 30 300 199 1120