

Impulspapier „Versorgungssicherheit“

NEUBAU-VORSCHUSS: ANREIZE FÜR DEN NEUBAU GESICHERTER LEISTUNG IM MARKT

11.05.2022

1.0 EXECUTIVE SUMMARY

Um im zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil an Erneuerbaren Energien jederzeit eine stabile und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, braucht es neben dem Netzausbau und der Flexibilisierung der Last einen erheblichen Neubau von klimaverträglicher, gesicherter Erzeugungsleistung.¹ Dringend benötigt wird der Neubau insbesondere im Süden Deutschlands, wo schon heute störungsanfälligen, alten Kohlekraftwerken die Stilllegung verboten werden muss, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Während in den nächsten Jahren mit dem Atom- und Kohleausstieg weitere Leistung vom Netz geht, bestehen für den Neubau im aktuellen Strommarktdesign zu wenige Investitionsanreize.

Mit dem „Neubau-Vorschuss“ für klimaverträgliche und systemdienliche gesicherte Leistung schlägt TransnetBW eine No-regret-Sofortmaßnahme auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem vor. Das Konzept schafft Anreize für zusätzliche Leistung dort, wo diese besonders benötigt wird – also an Standorten, an denen neue Anlagen zusätzlich zur Deckung der Stromnachfrage auch durch Redispatch-Maßnahmen² zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen können. Das Konzept berücksichtigt die aktuellen Unsicherheiten der Gasversorgung im Kontext des Kriegs in der Ukraine.

Zentrales Anreizinstrument ist eine zum Investitionszeitpunkt feststehende Vergütung für die zu erwartende Netzdienlichkeit der Anlage. Dabei wird neuen Anlagen mit dem anteiligen Werteverbrauch ein bereits heute existierender Bestandteil der Redispatch-Vergütung als eine Art Vorschuss vorab garantiert.

Für potentielle Investoren wird dadurch die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen besser planbar. Aufgrund der in Süddeutschland zu erwartenden erheblichen Betriebsstundenanteile durch Redispatch-Maßnahmen kann der Vorschuss entscheidend zu einem positiven Business Case beitragen, der zur notwendigen Investitionsentscheidung führt.

Die neuen Anlagen nehmen am Strommarkt teil. Durch die Umsetzung im Energy-Only-Markt und den Verzicht auf neue Vergütungsbestandteile ist der Neubau-Vorschuss vergleichsweise einfach und kosteneffizient umsetzbar. Er wirkt deutlich schneller als andere zur Diskussion stehende Anreizmechanismen (wie z.B. Kapazitätsmärkte), deren Wirkungsentfaltung aus Sicht von TransnetBW zu viel Zeit in Anspruch nehmen würde, um den aktuellen Herausforderungen rechtzeitig zu begegnen. Bei Bedarf lässt sich der Neubau-Vorschuss langfristig in ein grundsätzlich weiterentwickeltes Strommarktdesign integrieren.

Sofern es sich bei den neuen Anlagen um konventionelle Gaskraftwerke handelt, müssen diese H₂-ready geplant werden. Bis Wasserstoff leitungsgebunden in den jeweiligen Regionen verfügbar ist, ist übergangsweise ein Betrieb mit Erdgas erforderlich. Es besteht die Erwartung, dass bis zur Realisierung neuer Gaskraftwerke die Unabhängigkeit von Erdgas aus Russland und eine weitgehende Normalisierung und Diversifizierung der Erdgasversorgung erreicht werden kann. Für den Fall einer länger als erwartet anhaltenden Brennstoffknappheit sollten die Anlagen nach Inbetriebnahme vorübergehend als Reserve außerhalb des Marktes vorgehalten werden. Auf diese Weise werden die Einsatzzeiten und damit der Erdgasbedarf auf ein absolut notwendiges Minimum begrenzt. Gleichzeitig stehen die Anlagen aber bereits zur Absicherung der Stromversorgung zur Verfügung.

¹ vgl. u.a. Dena (2021); EWI (2021); Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2021).

² Redispatch ist die Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber, mit dem Ziel, auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

2.0 DER NEUBAU-VORSCHUSS

HERAUSFORDERUNG: KAUM NEUBAU

Verschiedene Bausteine tragen zukünftig zur Bereitstellung ausreichender netzdienlicher Kapazitäten für die Stromversorgung bei. Neben der Weiterentwicklung bestehender Reserveinstrumente und der Erschließung bereits im System vorhandener dezentraler und lastseitiger Flexibilität ist auch der Neubau zusätzlicher gesicherter Leistung erforderlich (Abb. 1).

Trotz des durch zahlreiche Studien bestätigten Neubaubedarfs im zweistelligen Gigawattbereich befinden sich derzeit kaum Anlagen in Planung bzw. im Bau. Gerade in Süddeutschland, wo zur Behebung deutschlandweiter Netzengpässe dringend zusätzliche Hochfahrleistung benötigt wird, sind bis Ende der 2020er Jahre derzeit nur wenige Neubauvorhaben mit insgesamt ca. zwei Gigawatt Leistung am Markt geplant. Demgegenüber steht ein zu erwartender Rückbau allein in Bayern und Baden-Württemberg von über vier Gigawatt gesicherter Leistung und zusätzlich mehr als drei Gigawatt, die dort bereits heute nur aufgrund von Stilllegungsverboten noch zur Sicherung der Stromversorgung in der Netzreserve verfügbar sind.³ Die von der Bundesregierung geplante vorübergehende Aussetzung von (Kohle-)Kraftwerksstilllegungen kann mit Blick auf die Klimaziele nur für kurze Zeit Abhilfe schaffen.

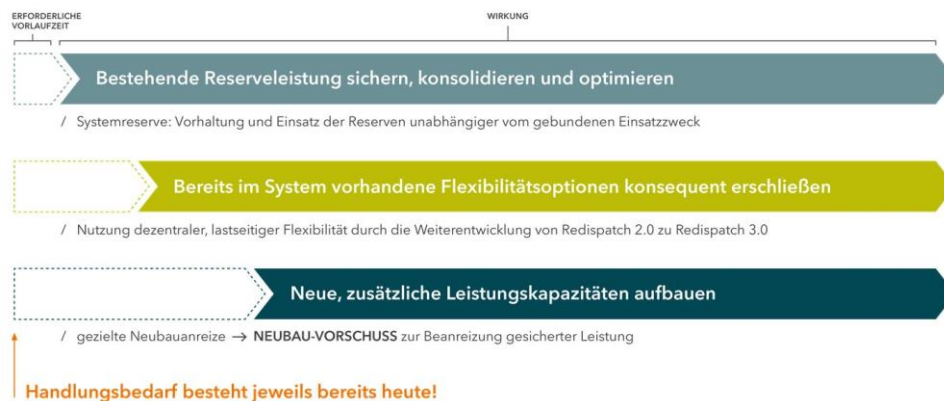


Abb. 1: Neubau-Vorschuss als Baustein zur Sicherstellung ausreichender netzdienlicher Kapazitäten

STUERBARE LEISTUNG MUSS DORT ANGEREIZT WERDEN, WO SIE FÜR DAS NETZ BENÖTIGT WIRD

Wichtig ist, dass der Neubau an steuerbarer Leistung möglichst netzdienlich erfolgt. Das heißt, er muss in den Netzregionen stattfinden, wo auch auf absehbare Zeit große Redispatch-Bedarfe bestehen werden. Die Bedarfsprognose erfolgt schon heute über die Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Auf Grundlage dieser Analysen können auch Neubauanlagen an den optimalen Stellen im Netz allokiert werden, also dort, wo sie große Beiträge zur Engpassbeseitigung liefern können.

Bereits heute machen Redispatch-Maßnahmen einen wesentlichen Anteil der Betriebsstunden bei Kraftwerken in Süddeutschland aus. Beispielsweise wurde allein die Gasturbine RDK 4s in Karlsruhe mit ca. 350 MW im Jahr 2021 in über 1.000

³ Quellen: TransnetBW; Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.

Betriebsstunden nur für den Redispatch eingesetzt. Zum Vergleich: Der deutschlandweite Mittelwert jährlicher Betriebsstunden für Gasturbinen lag zwischen 2016 und 2020 ebenfalls bei ca. 1.000 Stunden und für Gas-und-Dampf-Anlagen bei etwa 3.800 Stunden.⁴

ANREIZE FÜR KLIMAFREUNDLICHE MARKTKRAFTWERKE DURCH GARANTIERTE VERGÜTUNG DES ANTEILIGEN WERTEVERBRAUCHS

Um den Neubau regional anzureizen, knüpft der Neubau-Vorschuss an der Redispatch-Vergütungskomponente des anteiligen Werteverbrauchs an: Der anteilige Werteverbrauch ist bereits heute Bestandteil der Redispatch-Vergütung nach § 13a Abs. 2 Nr. 2 EnWG. Er ist im *BDEW-Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen* näher spezifiziert und entspricht dem Anteil der linearen Abschreibung des Restwertes der Investition, der auf Redispatch-Betriebsstunden entfällt. Je häufiger eine Anlage für den Redispatch herangezogen wird, desto höher ist auch der anteilige Werteverbrauch und damit der Anteil der Investitionskosten, der über die Redispatch-Vergütung refinanziert wird.

Aktuell wird der anteilige Werteverbrauch erst nach tatsächlichen Redispatch-Maßnahmen erstattet. Somit ist diese Vergütungskomponente für Investoren kaum planbar. Für sie ist zum Investitionszeitpunkt unsicher, wie oft die Anlage über ihre Lebensdauer hinweg für Redispatch-Maßnahmen herangezogen wird. Dies trägt neben politischen und regulatorischen Unsicherheiten im energiepolitischen Umfeld zum derzeit offensichtlich zu hohen Investitionsrisiko bei.

Hier setzt der „Neubau-Vorschuss“ an: Basierend auf erweiterten Systemanalysen prognostizieren die ÜNB sowohl den Neubaubedarf als auch die Anzahl an Betriebsstunden, mit denen eine neue Anlage in einer bestimmten Region in den nächsten Jahren mit hoher Wahrscheinlichkeit allein aufgrund von Redispatch-Anforderungen zu rechnen hat. Für die prognostizierte Anzahl an jährlichen Redispatch-Betriebsstunden erhält der Anlagenbetreiber über den gesamten Abschreibungszeitraum der Investition eine gesicherte Vergütung für den anteiligen Werteverbrauch.

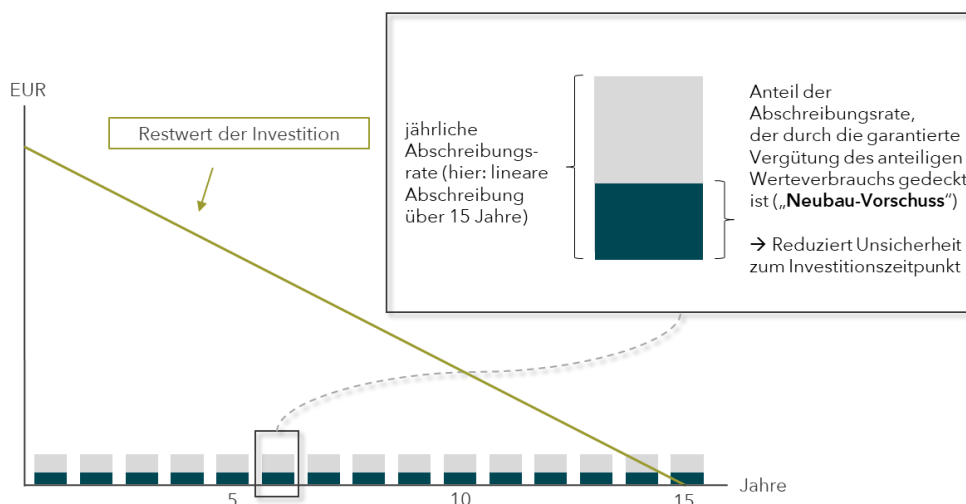


Abb. 2 Neubau-Vorschuss reduziert Unsicherheit der Investition (beispielhafte Darstellung)

⁴ Daten aus KISSY-Datenbank des VGB PowerTech e.V. (Reservekraftwerke nicht berücksichtigt).

Damit hat der Anlagenbetreiber an einem Standort mit hohem erwarteten Redispatch-Bedarf über einen langfristigen Zeitraum von beispielsweise 15 Jahren bereits einen Teil seiner jährlichen Abschreibung der Anschaffungskosten über die Vergütung für den anteiligen Werteverbrauch gedeckt (Abb. 2). Der nach Abzug der garantierten Vergütung verbleibende Teil der Abschreibungsrate kann dann über Markterlöse gedeckt werden.

WETTBEWERBLICHE MECHANISMEN SICHERN KOSTENEFFIZIENZ UND REIZEN NEUBAU AN NETZDIENLICHEN STANDORTEN AN

Die Höhe der garantierten Vergütung wird wettbewerblich ermittelt. Nach der Berechnung der erforderlichen Neubaukapazität schreibt der ÜNB einen "Bedarf an Netzdienstlichkeit" in regionalen Ausschreibungen aus. Ziel der regionalen Ausschreibung ist es, den Neubau genau dort anzureizen, wo die Leistung zusätzlich zur Deckung der Stromnachfrage auch für das Engpassmanagement benötigt wird. Teilnahmevoraussetzung ist, dass die geplanten Anlagen flexibel steuerbar und klimaverträglich sind. Neue Gaskraftwerke müssen mit vertretbarem Aufwand auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden können.

Den Zuschlag in der Ausschreibung erhalten dabei diejenigen Bieter, die für die Anzahl der prognostizierten Redispatch-Betriebsstunden die geringste garantierte Vergütung des Werteverbrauchs fordern. Zulässig ist dabei maximal ein Angebot in Höhe des anteiligen Werteverbrauchs entsprechend der geltenden Definition.

Grundlage für die Berechnung dieses individuellen Höchstwertes bilden die Anschaffungskosten der Anlage sowie die Anzahl der jährlichen Betriebsstunden, für die die Anlage ausgelegt ist.

VORSCHUSSPRINZIP KOMMT OHNE NEUE VERGÜTUNGSBESTANDTEILE AUS

Für die Redispatch-Betriebsstunden, die von der garantierten Vergütung umfasst sind, entfällt bei Abruf die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs, bis das Kontingent der im Voraus vergüteten Betriebsstunden ausgeschöpft ist. Wird mehr Redispatch angefordert als prognostiziert (und damit mehr als im Voraus vergütet), wird der anteilige Werteverbrauch für die zusätzlichen Redispatch-Betriebsstunden wie bisher auf Grundlage der tatsächlichen Einsatzstunden vergütet.

Sobald die prognostizierte Anzahl an Redispatch-Betriebsstunden erreicht wird, ist sichergestellt, dass der Neubau-Vorschuss die Vergütung nach der heute geltenden Regelung nicht übersteigt. Das Prinzip der Kostenneutralität der Redispatch-Vergütung aus §13a Abs. 2 Satz 2 EnWG bleibt erhalten und Fehlanreize werden somit vermieden. Darüber hinaus sichert eine allgemeine Preisobergrenze die Ausschreibung zusätzlich gegen nicht-wettbewerbliche Gebote ab. Die Reihung der Gebote erfolgt aufsteigend nach der geforderten garantierten Vergütung bis zur Deckung des Bedarfs in der jeweiligen Region.

Mit dem Zuschlag verpflichten sich die Bieter, in der entsprechenden Region zusätzliche gesicherte Leistung bereitzustellen. Die Neuanlagen sind als Marktkraftwerke gemäß §13a Abs. 1 EnWG zum Redispatch verpflichtet und erhöhen folglich das regionale Redispatch-Potential und damit die Systemsicherheit. Gleichzeitig tragen sie in Situationen mit wenig Wind- und Photovoltaik-Einspeisung zur Nachfragedeckung bei und können zusätzlich Systemdienstleistungen wie Blindleistung oder Schwarzstartfähigkeit erbringen.

NEUBAU-ANLAGEN MIT UNEINGESCHRÄNKTER MARKTTEILNAHME

Die durch den Neubau-Vorschuss errichteten Anlagen nehmen am Strommarkt teil. Der Markteingriff ist gering, da der Neubau-Vorschuss keine zusätzliche Vergütung für

die neuen Marktteilnehmer darstellt. Die neuen Marktteilnehmer werden damit gegenüber etablierten Marktteilnehmern nicht finanziell bessergestellt.

BEI BRENNSTOFFKNAPPHEIT: ANLAGEN ÜBERGANGSWEISE IN DER SYSTEMRESERVE

Aufgrund der starken Abhängigkeit Deutschlands von fossilen Energieträgern aus Russland bestehen aktuell Unsicherheiten hinsichtlich der Versorgungslage, insbesondere mit Erdgas. Mit Blick auf die zu erwartenden Genehmigungs- und Bauzeiten von neuen Gaskraftwerken ist die Situation in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre entscheidend. Aktuelle Markterwartungen deuten darauf hin, dass deutlich vor 2030 eine ausreichende Diversifizierung des Erdgasbezugs gelingen und eine Normalisierung der Erdgasversorgung erreicht werden kann.⁵ Auch die EU strebt die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland deutlich vor 2030 an.⁶

Sollte sich mit angemessenem Vorlauf vor der Inbetriebnahme neuer gasbefuehrter Anlagen abzeichnen, dass die nationale Versorgungslage mit Erdgas angespannt bleibt, wird folgende Lösung vorgeschlagen: Der Markteintritt sollte zunächst verschoben und stattdessen die Anlagen übergangsweise außerhalb des Marktes in der Systemreserve vorgehalten werden (Abb. 3).⁷

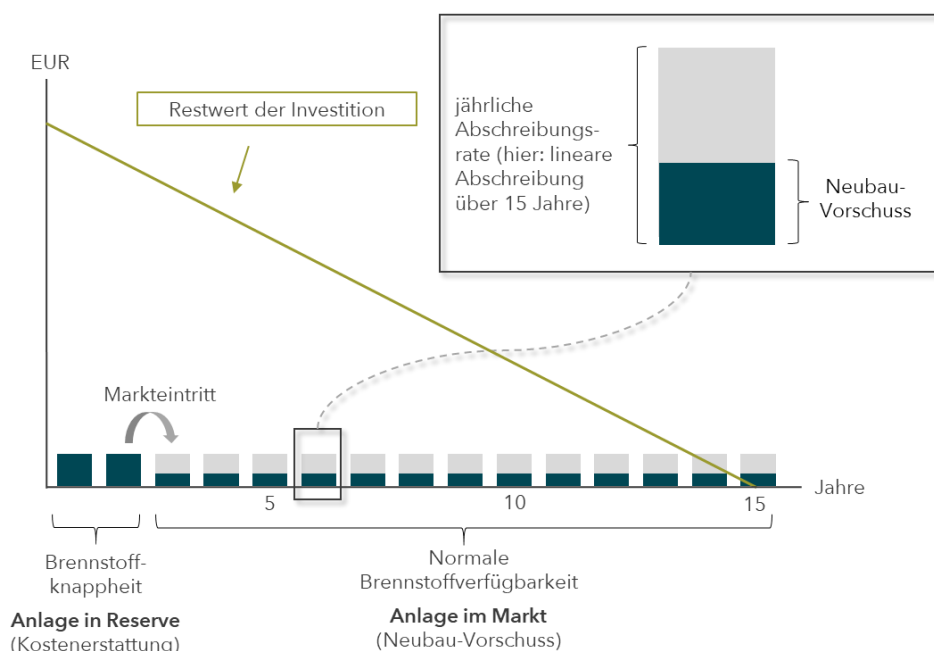


Abb. 3: Anlagen werden bei Brennstoffknappheit übergangsweise in der Systemreserve vorgehalten (beispielhafte Darstellung)

Durch einen nachrangigen Einsatz als Reservekraftwerk lässt sich der Brennstoffbedarf deutlich reduzieren. Gleichzeitig steht die zusätzliche Leistung für netzdienliche Maßnahmen bereits zur Verfügung und kann im Bedarfsfall auf Anweisung der ÜNB abgerufen werden.

⁵ Die Future-Preise (EEX TTF EGSI Natural Gas Future) für 2026 liegen zwischen 30 und 40 €/MWh (Stand: 03.05.2022).

⁶ Europäische Kommission (2022).

⁷ zum Konzept der Systemreserve vgl. TransnetBW (2021).

Die Feststellung der Notwendigkeit, den Neuanlagen den Markteintritt zunächst zu verwehren und diese übergangsweise außerhalb des Marktes vorzuhalten, sollte hoheitlich erfolgen, z.B. durch Festlegung der Bundesnetzagentur oder durch Kopplung an den Notfallplan Gas.

Für den begrenzten Zeitraum in der Reserve kann die Anlage keine Markterlöse erzielen. Somit sollte sie für diesen Zeitraum einen angemessenen finanziellen Ausgleich erhalten, z.B. durch Erstattung der jährlichen Abschreibung sowie möglicher Erzeugungsauslagen. Die über die Ausschreibung ermittelte garantierte Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs entfällt dementsprechend für den betreffenden Zeitraum. Für Investoren besteht damit ausreichend Investitionssicherheit: Sie planen mit einer Marktteilnahme mit Inbetriebnahme des Kraftwerks, sind aber abgesichert für den Fall, dass die Versorgungslage vorübergehend noch keinen Markteintritt zulässt.

Um die volkswirtschaftlichen Kosten und den Markteingriff möglichst gering zu halten, stellt die übergangsweise Vorhaltung der Anlagen in der Reserve nur eine Rückfalloption für den Fall einer angespannten Brennstoff-Versorgungslage dar. Der Zeitraum in der Reserve sollte so kurz wie möglich gehalten werden. Ab dem Übergang der Anlagen in den Markt erhalten die Anlagen den garantierten Werteverzehr nach dem beschriebenen Vorschussprinzip, wobei eine anteilige Kürzung für den Zeitraum in der Reserve erfolgt.

VORTEIL: EINFACHE UND SCHNELL WIRKSAME MAßNAHME

Die Implementierung des Neubau-Vorschusses erfordert nur einen geringen Eingriff in das Strommarktdesign. Der Energy-Only-Markt wird dabei beibehalten. Auch werden keine grundsätzlich neuen Vergütungsbestandteile geschaffen, denn der anteilige Werteverbrauch ist im Energiewirtschaftsgesetz bereits angelegt. Damit ist das Konzept vergleichsweise schnell und kostenoptimal umsetzbar. Dies ist vor dem Hintergrund der zeitlichen Dringlichkeit des Neubaubedarfs in Süddeutschland, wo zusätzliche steuerbare Leistung deutlich vor 2030 benötigt wird, ein entscheidender Vorteil. Auch werden aktuelle Unsicherheiten der Brennstoffversorgung mitbetrachtet und Lösungen angeboten sowie der Umstieg von Erdgas auf erneuerbaren Wasserstoff mitgedacht.

Das Konzept kann unabhängig von anderen Anpassungen des Strommarktdesigns umgesetzt werden, lässt sich aber bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt mit anderen Weiterentwicklungen kombinieren. Der Neubau-Vorschuss ist damit eine schnell wirksame No-regret-Maßnahme auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem.

3.0 POLITISCHE LÖSUNGSANSÄTZE

Damit bereits vor 2030 ausreichend neue klimafreundliche, gesicherte Leistung am Markt dort entsteht, wo sie gebraucht wird, kann eine mögliche umfassende Reform des Strommarktdesigns nicht abgewartet werden:

- / **Konkret müssen die rechtlichen Voraussetzungen für wettbewerbliche Anreize geschaffen werden, um klimafreundliche Marktkraftwerke an den Standorten anzusiedeln, an denen dringend Kapazität fürs Engpassmanagement benötigt wird.**

Um Investitionen abzusichern, soll die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs der Anlage für das Engpassmanagement (angelehnt an den BDEW-Branchenleitfaden) schon zum Investitionszeitpunkt für den Umfang der prognostizierten Abrufe garantiert werden. In §13a EnWG ist die

Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich verankert, inklusive der Vergütung für den Werteverbrauch. Die vorab garantierte Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs über einen Ausschreibungsmechanismus kann durch eine Verordnung angelehnt an § 13i EnWG "Weitere Verordnungsermächtigungen" geregelt werden.

/ **Die Systemanalysen müssen erweitert und zur rechtlichen Grundlage für die Höhe der regional benötigten Kraftwerkskapazität und der Redispatch-Stunden werden, die die ÜNB ausschreiben**

Die ÜNB haben die Verpflichtung zum sicheren Netzbetrieb. Um dieser Verantwortung nachzugehen, prüfen sie im jährlichen Turnus nach §3 NetzResV die verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, deren wahrscheinliche Entwicklung und den Bedarf an Netzreserve. Ziel ist, das Redispatch-Potential richtig zu dimensionieren, Netzengpässe zu vermeiden sowie die Spannung zu halten.

Die Bundesnetzagentur nimmt sich parallel dem Thema Versorgungssicherheit mit ihrem „Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze“ nach §51 Abs. 4b Satz 4 EnWG an.

Doch System- und Versorgungssicherheit hängen so eng miteinander zusammen, dass es eine ganzheitliche Betrachtung braucht. Deshalb sollen die Systemanalysen der ÜNB erweitert werden und eine standortscharfe Dimensionierung der gesicherten Leistung über alle Leistungsbedarfe erfolgen: sowohl für das Engpassmanagement als auch für die Systembilanz. Damit sind die regionalen Bedarfe an Kraftwerkskapazität und an Redispatch-Stunden bekannt.

/ **Um noch größere Wirkung für die System- und Versorgungssicherheit zu entfalten, soll parallel die Systemreserve eingeführt werden, die die Vielzahl an Reserveinstrumenten (Netz- und Kapazitätsreserve sowie besondere netztechnische Betriebsmittel) bündelt.**

Im Rahmen der Systemreserve sollen die genannten Werkzeuge flexibler eingesetzt werden können. Dies muss sowohl den präventiven und kurativen Einsatz zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen (Engpassmanagement) als auch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage (Systembilanz) beinhalten. Bedingung ist auch hierfür eine übergreifende Dimensionierung aller Reservebedarfe in den erweiterten Systemanalysen der ÜNB. Die Beschaffung, der Einsatz und die Abrechnung der Werkzeuge soll vereinfacht und so weit wie möglich vereinheitlicht werden.

/ **Damit der Umstieg auf klimafreundlichen Wasserstoff als Brennstoff schnell gelingt, braucht es eine integrierte Infrastrukturstrategie.**

Es muss sichergestellt werden, dass alle Regionen in Deutschland gleichermaßen über Wasserstoff-Leitungen angeschlossen werden. Es ist absehbar, dass ein Großteil des Wasserstoffs importiert und transportiert wird. Leitungsneubau muss dort politisch forciert werden, wo heute schon ersichtlich ist, dass ein Anschluss ans Wasserstoffnetz durch Umwidmung von Erdgasleitungen andernfalls erst weit nach 2035 möglich ist. Wo der Anschluss an bestehende Gasleitungen oder der Aufbau einer Wasserstoff-Transportinfrastruktur zu lange dauern, muss flankierend eine Wasserstoffproduktion am Verbrauchsort ermöglicht werden.

4.0 QUELLENVERZEICHNIS

BDEW (2018): Branchenleitfaden: Vergütung von Redispatch-Maßnahmen.

Bundesnetzagentur (2021): Kraftwerksliste. Abrufbar unter:
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) (dena, 2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

Europäische Kommission (2022): REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie, Pressemitteilung vom 8. März 2022.

EWI (2021): EWI-Analyse: Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030.

Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2021): Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland. 50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021-2025).

TransnetBW (2021): Positionspapier zur Bundestagswahl 2021.

VGB PowerTech e.V. (2022): Auswertung jährlicher Betriebsstunden aus der VGB-Kraftwerksstatistik für Betriebskennwerte (KISSY-Datenbank) für die Jahre 2016-2020.

5.0 ANSPRECHPARTNER

Frau Marina Schmid
Referentin Sonderaufgaben
Regulierungsmanagement & Energiepolitik
+49 171 5550175
m.schmid2@transnetbw.de

Herr Sebastian Schleich
Referent Sonderaufgaben
Produkte & Nichtstandardisierte Märkte
+49 170 7715860
s.schleich@transnetbw.de

Herr Dr. Reinhold Buttgerit
Senior-Hauptstadtrepräsentant
Regulierungsmanagement & Energiepolitik
+49 151 51106105
r.buttgerit@transnetbw.de