

Impulspapier „Versorgungssicherheit“

**NEUBAU-VORSCHUSS:  
ANREIZE FÜR INVESTITIONEN IN DEN  
NEUBAU GESICHERTER LEISTUNG AN  
SYSTEMDIENLICHEN STANDORTEN**

22.05.2023

## 1.0 EXECUTIVE SUMMARY

Das in Deutschland gesetzte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erfordert einen rasanten Umbau des Energiesystems. Gleichzeitig soll eine jederzeit sichere Stromversorgung auch zukünftig gewährleistet sein.

Damit beides gelingen kann und klimaschädliche Kohlekraftwerke wie geplant bis 2030 vom Netz gehen können, braucht es unter anderem<sup>1</sup> einen erheblichen Neubau von klimaverträglicher gesicherter Erzeugungsleistung. Dazu gehören wasserstofffähige Gaskraftwerke, die in Zeiten mit geringer Erneuerbaren-Einspeisung die Stromnachfrage decken und als Werkzeuge für die Systemsicherheit zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden (Redispatch-Maßnahmen).

Allerdings ist der Neubau von Gaskraftwerken im aktuellen Strommarktdesign nicht wirtschaftlich. Ohne neue Anreizmechanismen wird der erforderliche Zubau nicht erfolgen. Und die Zeit drängt. Denn die Anlagen brauchen mit Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten fünf bis sieben Jahre, bis sie einsatzfähig sind.

Der **„Neubau-Vorschuss“** schafft schnelle, effiziente und wirksame Anreize für den Zubau gesicherter Leistung an Standorten, an denen neue Anlagen mehrere Systembedarfe gleichzeitig bedienen.<sup>2</sup> Zentrales Anreizinstrument ist dabei eine zum Investitionszeitpunkt garantierte jährliche Vergütung für die zu erwartende Netzdienlichkeit der Anlage.

Der netzdienliche Einsatz für Redispatch-Maßnahmen auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers wird heute schon über den sogenannten anteiligen Werteverbrauch im Nachhinein vergütet. Mit dem Neubau-Vorschuss soll zukünftig der erwartete Redispatch-Einsatz vorab kalkuliert und die entsprechende Vergütung zum Investitionszeitpunkt garantiert werden.

Für Investoren wird dieser Anteil der Refinanzierung damit planbar. Vor allem in Süd- und Westdeutschland wird mit erheblichen Betriebsstunden für Redispatch-Maßnahmen und damit einem merklichen Refinanzierungsanteil gerechnet. Die über den Neubau-Vorschuss abgesicherten Zahlungsströme sind entscheidend für den positiven Business Case, der zu den notwendigen Investitionsentscheidungen führt.

Berechnungen des Beratungsunternehmens Enervis belegen die Anreizwirkung des Neubau-Vorschusses: Eine im aktuellen Marktumfeld unwirtschaftliche Investition in ein GuD-Kraftwerk<sup>3</sup> (H2-ready) erreicht durch den Neubau-Vorschuss die Schwelle der Wirtschaftlichkeit, wenn dieser für die ersten zehn Jahre ab Inbetriebnahme für jährlich 650 Redispatch-Betriebsstunden gewährt wird. Der Vergleich mit tatsächlichen Redispatch-Abrufen im Jahr 2022 und die Ergebnisse einer TransnetBW-Netzanalyse für 2030 verdeutlichen, dass eine garantierte jährliche Redispatch-Vergütung in diesem Umfang realistisch ist. Auch für eine H2-ready Gasturbine kann der Neubau-Vorschuss der entscheidende Faktor für die Wirtschaftlichkeit sein.

Erwartungsgemäß entstehen durch den Neubau-Vorschuss keine zusätzlichen Kosten im Energiesystem – die Anreizwirkung entsteht allein durch die höhere Sicherheit zukünftiger Zahlungsströme. Durch die Umsetzung im Energy-Only-Markt und die Anknüpfung an die bestehende Redispatch-Vergütung ist der Neubau-Vorschuss

---

<sup>1</sup> Erforderlich ist darüber hinaus insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien, ein zügiger Netzausbau, die Integration von Speichern und eine Flexibilisierung der Nachfrageseite.

<sup>2</sup> insbesondere Residuallastdeckung und Behebung von Netzengpässen.

<sup>3</sup> Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk

vergleichsweise einfach umsetzbar. Er wirkt deutlich schneller als andere zur Diskussion stehende Anreizmechanismen (wie z.B. Kapazitätsmärkte), deren Implementierung zu viel Zeit in Anspruch nehmen würde, um den Neubau rechtzeitig anzureizen.

Langfristig lässt sich der Neubau-Vorschuss in ein weiterentwickeltes Strommarktdesign integrieren.

## 2.0 HERAUSFORDERUNG: NEUBAU GESICHERTER LEISTUNG FÜR DIE SYSTEM- UND VERSORUNGSSICHERHEIT

### FEHLENDE INVESTITIONEN IN H2-READY GASKRAFTWERKE

Der aktuelle Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur zeigt auf, dass bis zum Jahr 2031 ein Zubau von 17-21 Gigawatt an neuen wasserstofffähigen Gaskraftwerken erforderlich ist, um die Stromversorgung sicherzustellen.<sup>4</sup>

Es ist nicht zu erkennen, dass diese Leistung im aktuellen Marktdesign rechtzeitig zugebaut wird. Ohne zusätzliche Förderung, z.B. über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), sind Investitionen in neue Gaskraftwerke aktuell nicht wirtschaftlich.<sup>5</sup> Mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien werden die Anlagen zukünftig nur in wenigen Stunden im Jahr zur Deckung der Stromnachfrage in Spitzenlastzeiten am Strommarkt eingesetzt. Für die kapitalintensiven Investitionen fehlen darüber hinaus langfristig planbare Rahmenbedingungen, z.B. hinsichtlich der Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff bei einer mittelfristig vorgegebenen Umstellung auf einen H2-Betrieb.

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

Mit Blick auf die Sicherheit der Stromversorgung ist nicht nur von Bedeutung, dass die gesicherte Leistung rechtzeitig entsteht, sondern auch, wo die Anlagen zugebaut gebaut werden: Dringend benötigt wird der Neubau insbesondere im Süden und Westen Deutschlands. Hier leisten die Kraftwerke nicht nur einen Beitrag zur Nachfragedeckung in Zeiten mit wenig Wind- und Photovoltaik-Einspeisung, sondern können zusätzlich im Zuge von Redispatch-Maßnahmen Netzengpässen entgegenwirken und so das Netz stabilisieren.

Schon heute muss im Süden und Westen Deutschlands störungsanfälligen, alten Kohlekraftwerken die Stilllegung verboten werden, damit diese als Reservekraftwerke den Übertragungsnetzbetreibern als zusätzliche „Hochfahrleistung“ für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stehen. Nicht nur für diese Reservekraftwerke, sondern auch für viele konventionelle Marktkraftwerke in dieser Region sind Redispatch-Maßnahmen heute für einen wesentlichen Anteil der Betriebsstunden verantwortlich – Einige Kraftwerksblöcke wurden allein im Jahr 2022 mehr als 2.000 Betriebsstunden für Redispatch-Maßnahmen herangezogen (Abb. 1).

---

<sup>4</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2023).

<sup>5</sup> Vgl. Untersuchung des Beratungsunternehmens Enervis im Auftrag von TransnetBW (2023).

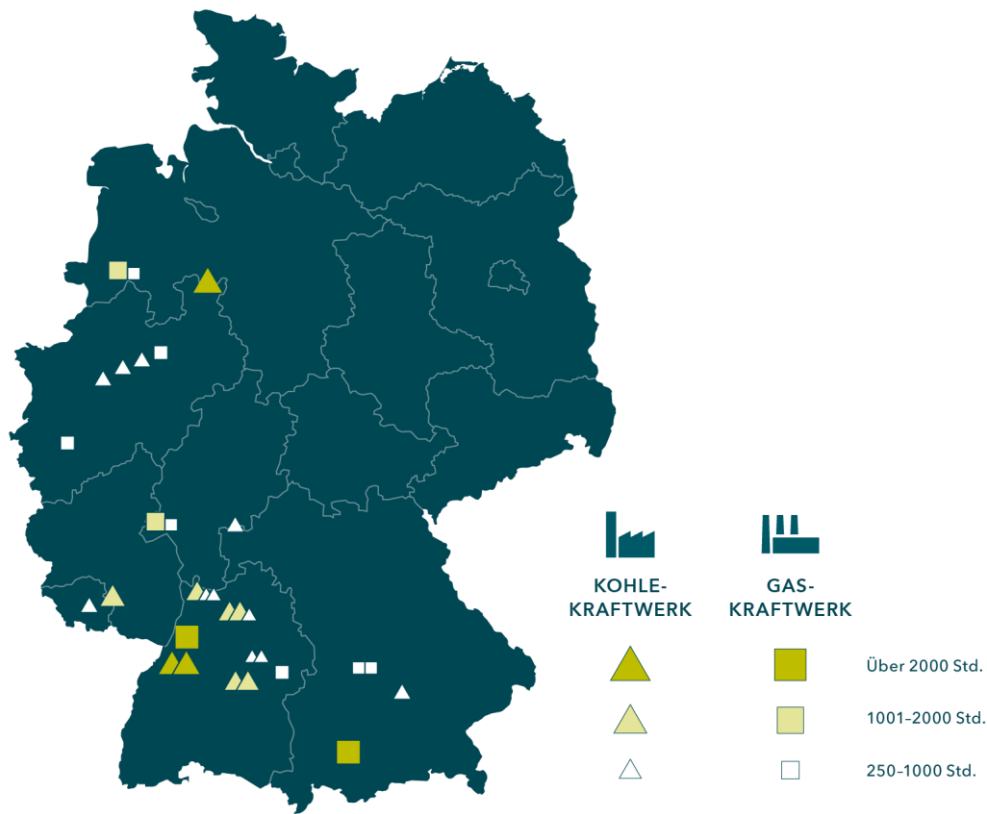


Abb. 1 Kraftwerke ab 250 Redispatch-Betriebsstunden im Jahr 2022<sup>6</sup>

### REDISPATCH: AUCH IN 2030 WIRD HOCHFAPOTENTIAL IM SÜDEN UND WESTEN BENÖTIGT

Mit dem Kohleausstieg gehen bis 2030 deutschlandweit 36 Gigawatt gesicherte Leistung vom Netz – ein großer Teil davon auch im Süden und Westen Deutschlands.<sup>7</sup> Gleichzeitig ist zu erwarten, dass im Zuge des Umbaus des Energiesystems ein Bedarf für Redispatch-Maßnahmen in relevanter Größenordnung mittelfristig bestehen bleibt.

Eine Netzanalyse der TransnetBW zeigt:<sup>8</sup> Bei einem angenommenen Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken von deutschlandweit 20 Gigawatt bis 2030 (Annahme: 40 GuD-Anlagen mit je 500 Megawatt Nennleistung), würden diese insbesondere im Süden und Westen Deutschlands neben ihrem Markteinsatz zusätzlich regelmäßig in erheblichem Umfang zur Stabilisierung des Stromnetzes benötigt.<sup>9</sup> So ergeben sich für die im Süden und Westen gelegenen Neubaukraftwerke im Jahr 2030 durchschnittlich je Anlage ca. 930 Redispatch-Betriebsstunden zusätzlich zu den marktgetriebenen Betriebsstunden.

<sup>6</sup> Basierend auf Daten von [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de). Umfasst Strom- und spannungsbedingten Redispatch (ohne Probestarts von Netzreservekraftwerken). Gaskraftwerke: inkl. mit Öl befeuerter Anlagen.

<sup>7</sup> Vgl. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (November 2022), Zahlen umfassen Braun- und Steinkohlekraftwerke.

<sup>8</sup> Interne Netzanalyse auf Basis der Langfristanalysen 2030 der Übertragungsnetzbetreiber.

<sup>9</sup> Angenommen wurde in der Netzanalyse eine Aufteilung Deutschlands in fünf Netzregionen (50Hertz, Amprion, Tennet Nord, Tennet Süd und TransnetBW) und eine Verteilung der 40 Neubauanlagen zu gleichen Teilen auf diese Regionen. Orientiert an der Aufteilung aus dem Netzentwicklungsplan 2023 (1. Entwurf) umfasst der Süden und Westen Deutschlands in der Analyse die drei Regionen Amprion, Tennet Süd und TransnetBW.

### **KLIMAZIELE UND KOHLEAUSSTIEG 2030 BEDINGEN ZÜGIGES HANDELN**

Es lässt sich festhalten: Ein Kohleausstieg bis 2030 kann nur gelingen, wenn gerade in Süd- und Westdeutschland zügig neue gesicherte Leistung entsteht. Vor dem Hintergrund üblicher Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten für Gaskraftwerke muss daher kurzfristig der gesetzliche Rahmen geschaffen werden, damit die Investitionen zeitnah getätigt werden und der Zubau an den systemisch sinnvollen Standorten entsteht.

## **3.0 DER NEUBAU-VORSCHUSS**

### **REDISPATCH-VERGÜTUNG FÜR INVESTOREN KAUM PLANBAR**

Um den Neubau von Marktkraftwerken zügig und lokal differenziert anzureizen, setzt der Neubau-Vorschuss am Kern des Problems für Investoren an: Der hohen Unsicherheit über zukünftige Erlöse.

Anknüpfungspunkt ist eine Komponente der Redispatch-Vergütung, der sogenannte anteilige Werteverbrauch. Der anteilige Werteverbrauch ist bereits heute Bestandteil der Redispatch-Vergütung nach § 13a Abs. 2 Nr. 2 EnWG. Er entspricht dem Anteil der linearen Abschreibung des Restwertes der Investition, der auf Redispatch-Betriebsstunden entfällt.<sup>10</sup> 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.

Bei hohen Redispatch-Betriebsstunden – wie sie an vielen Kraftwerksstandorten heute zu beobachten und zukünftig zu erwarten sind – trägt der anteilige Werteverbrauch damit wesentlich zur Deckung der Fixkosten bei.

Allerdings ist die Redispatch-Vergütung im heutigen Marktdesign für Investoren langfristig kaum planbar. Aktuell wird der anteilige Werteverbrauch ex post auf Basis tatsächlicher Redispatch-Abrufe durch den Übertragungsnetzbetreiber erstattet. Die Abrufhäufigkeit und damit auch die Höhe der Vergütung lassen sich durch Kraftwerksbetreiber nicht beeinflussen. Zukünftige Zahlungsströme aus der Redispatch-Vergütung berücksichtigen sie in ihren Investitionsrechnungen daher entweder gar nicht oder mit hohen Risikoabschlägen.

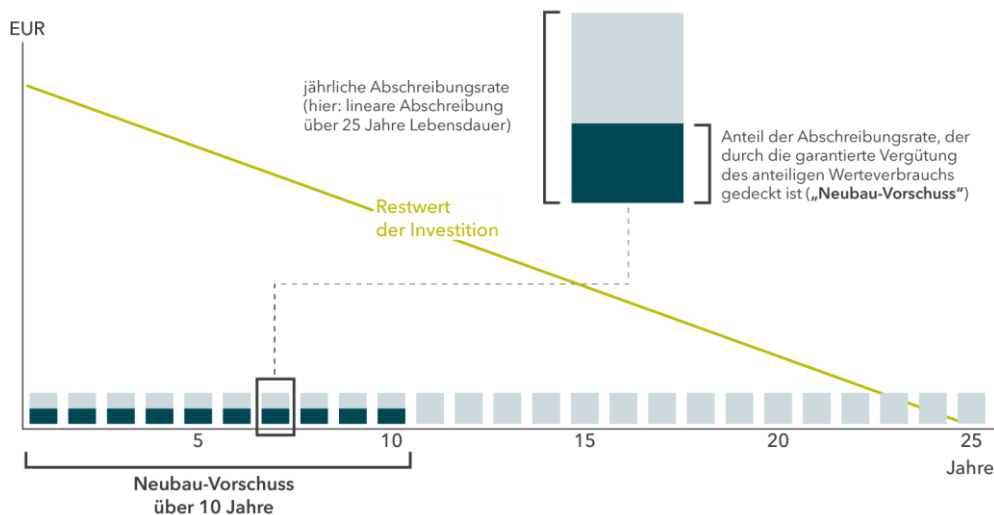
### **ANREIZE FÜR MARKTKRAFTWERKE DURCH GARANTIERTE VERGÜTUNG DES ANTEILIGEN WERTEVERBRAUCHS**

Diese Unsicherheit über zukünftige Zahlungsströme hebt der Neubau-Vorschuss auf: Der Übertragungsnetzbetreiber garantiert dabei dem Investor für eine festgelegte Anzahl an jährlichen Redispatch-Betriebsstunden bereits zum Investitionszeitpunkt die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs. Den Investoren wird so für einen festgelegten Zeitraum von z.B. zehn Jahren das Risiko über einen Teil zukünftiger Erlöse abgenommen. Dieser Anteil kann gerade an Standorten mit hohen erwarteten Redispatch-Betriebsstunden einen entscheidenden Beitrag zur Deckung der Fixkosten beitragen (Abb. 2).

Dabei geht es nicht darum, dem Investor jegliches Risiko bei der Investition zu nehmen, sondern das Risiko auf ein angemessenes Marktrisiko zu begrenzen. Der nach Abzug der garantierten Vergütung verbleibende Teil der Fixkosten muss weiterhin über Markterlöse gedeckt werden.

---

<sup>10</sup> Vgl. BDEW (2018).



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

### VORSCHUSS-PRINZIP KOMMT OHNE NEUE VERGÜTUNGSBESTANDTEILE AUS

Der Neubau-Vorschuss vermeidet die Einführung zusätzlicher Förderinstrumente und führt durch die Garantie des bereits heute bestehenden Vergütungsbestandteils des anteiligen Werteverbrauchs dazu, dass zukünftige unsichere Zahlungsströme zu planbaren Zahlungsströmen werden.

Dabei kommt das Instrument trotz der erheblichen Wirkung, die es entfalten kann, bestenfalls ohne zusätzliche Systemkosten aus: Sofern die vorab garantierte Anzahl an Redispatch-Betriebsstunden erreicht wird, übersteigt der Neubau-Vorschuss die Vergütung nach der heute geltenden Regelung nicht. Wird der Neubau-Vorschuss ausgeschrieben, sind aufgrund des Wettbewerbs sogar Kosteneinsparungen gegenüber der heutigen Redispatch-Vergütungsregelung möglich.

In jedem Fall ist mit der garantierten Vergütung eine Gegenleistung verbunden: Als Marktkraftwerke sind die Kraftwerke gemäß §13a Abs. 1 EnWG zum Redispatch verpflichtet und erhöhen folglich 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.

Um eine Doppelvergütung für diejenigen Redispatch-Betriebsstunden zu vermeiden, die bereits von der garantierten Vergütung umfasst sind, entfällt bei einem Redispatch-Abwurf der Anlage die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs, bis das Kontingent der im Voraus vergüteten Betriebsstunden ausgeschöpft ist. Wird dagegen mehr Redispatch angefordert als im Voraus vergütet, wird der anteilige Werteverbrauch für die zusätzlichen Redispatch-Betriebsstunden wie bisher auf Grundlage der tatsächlichen Einsatzstunden vergütet.

## 4.0 INVESTITIONSRECHUNG BELEGT ANREIZWIRKUNG

### BESCHREIBUNG DER ANREIZWIRKUNG

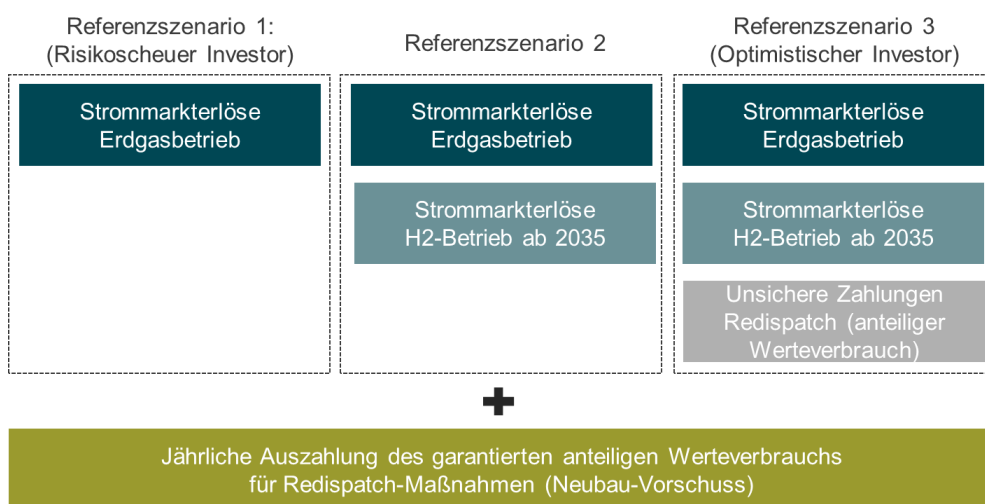
Eine Investitionsrechnung des Beratungsunternehmens Enervis belegt die Anreizwirkung des Neubauvorschuss-Konzeptes. Hierfür wurde eine beispielhafte

Kapitalwertberechnung für eine 400-Megawatt GuD-Anlage sowie eine 300-Megawatt Gasturbine (jeweils H2-ready) vorgenommen. Durch die mit dem Neubau-Vorschuss verbundene Garantie zukünftiger Zahlungen für den anteiligen Werteverbrauch können unsichere zukünftige Zahlungen aus der Redispatch-Vergütung als sichere zukünftige Erlöse in die Kapitalwertberechnung einfließen. In Abhängigkeit von der Dauer der Garantie (z.B. über zehn Jahre) und der Anzahl der jährlich vergüteten Redispatch-Betriebsstunden kann durch diesen Effekt die Wirtschaftlichkeit der Investition erreicht werden.

### ANNAHMEN UND SZENARIEN DER INVESTITIONSRECHUNG

Sowohl für die GuD-Anlage als auch für die Gasturbine wurde eine Inbetriebnahme im Jahr 2028 angenommen. Dies erscheint mit Blick auf die üblichen Planungs- und Bauzeiten neuer Gaskraftwerke als frühestmöglicher Zeitpunkt bei einer zeitnahen Investitionsentscheidung. Es wurde angenommen, dass die Anlagen zunächst mit konventionellem Erdgas betrieben werden. Im Jahr 2035 ergibt sich die Notwendigkeit einer Umstellung auf 100% grünen Wasserstoff bedingt durch das Ziel der Bundesregierung eines nahezu klimaneutralen Stromsektors bis zu diesem Jahr.<sup>11</sup>

Die Modellierung der Strommarkterlöse erfolgte auf Basis aktueller Marktannahmen.<sup>12</sup> Der Kraftwerkseinsatz wurde dabei von 2028 bis 2050 mit dem Enervis Dispatchmodell modelliert. Mögliche Wärmeerlöse wurden nicht berücksichtigt.



**Abb. 3: Referenzszenarien: Berücksichtigte Erlöse bei Investition in Gaskraftwerke**

Die Investitionsrechnung betrachtet dabei drei Szenarien (Abb. 3), die eine realistische Spannweite möglicher Annahmen von Investoren im aktuellen Marktumfeld abbilden:

- **Referenzszenario 1:** Ein äußerst risikoscheuer Investor nimmt an, dass sich die Investition aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Umstellung auf Wasserstoff (z.B. H2-Verfügbarkeit) ausschließlich über die Erlöse aus dem Erdgasbetrieb vor 2035 refinanzieren muss.
- **Referenzszenario 2:** Im „mittleren“ Szenario nimmt der Investor neben Erlösen aus dem Erdgasbetrieb auch Strommarkterlöse aus dem Wasserstoffbetrieb nach

<sup>11</sup> Vgl. BMWK (2023).

<sup>12</sup> Annahme: Enervis „High Ambition“-Szenario, inkl. Berücksichtigung einer Umstellung der Stromerzeugung von Gaskraftwerken auf einen H2-Betrieb. Stand März 2023.

2035 an. Diese fallen aufgrund hoher Kosten für den knappen Brennstoff zunächst gering aus und steigen über die Laufzeit sukzessive leicht an.

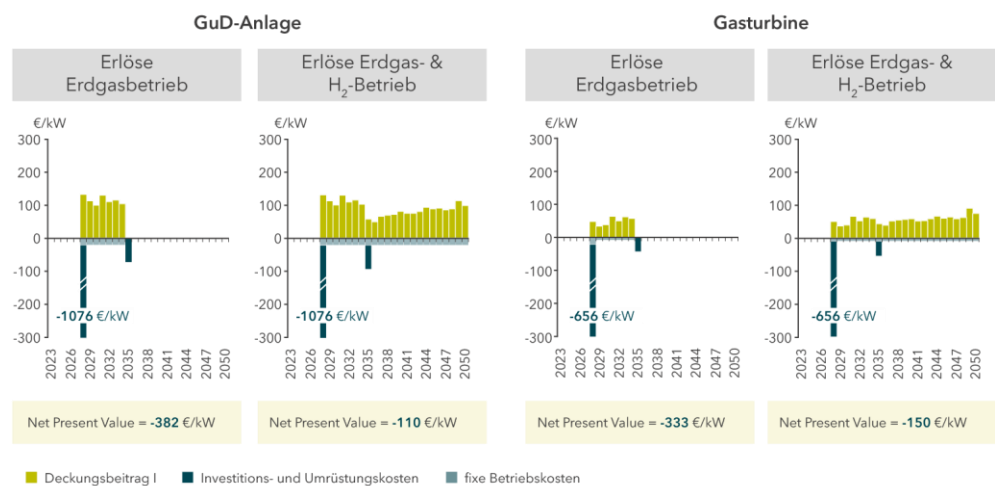
- **Referenzszenario 3:** Ein optimistischer Investor nimmt auf Basis der bestehenden Redispatch-Vergütungsregeln zusätzlich zu den Strommarkterlösen unsichere Redispatch-Vergütungszahlungen an. Diese gehen allerdings mit hohen Risikoabschlägen in die Kapitalwertberechnung ein.

Für die Szenarien wurde dabei im ersten Schritt der Kapitalwert ohne zusätzliche Förderung berechnet. Im zweiten Schritt wurde ermittelt, wie der Neubau-Vorschuss sich auf die Investitionsrechnung auswirkt und unter welcher Bedingung durch den Neubau-Vorschuss die Wirtschaftlichkeit der Investition erreicht wird.

### NEUBAU OHNE FÖRDERUNG NICHT WIRTSCHAFTLICH

Die Modellrechnungen bestätigen zunächst, was sich auch in der Realität zeigt: Ohne zusätzliche Anreize ist der Neubau von H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerken für Investoren derzeit nicht wirtschaftlich. Dies gilt unabhängig davon, ob Strommarkterlöse aus dem Wasserstoffbetrieb ab 2035 einbezogen werden oder nicht.

Für die Kraftwerke ergeben sich aus dem Dispatchmodell, wie für Backup-Kapazitäten zur Abdeckung der Residuallast zu erwarten, geringe marktgetriebene Betriebsstunden von über die Laufzeit durchschnittlich 2.250 Stunden/ Jahr für die GuD-Anlage und 260 Stunden/ Jahr für die Gasturbine. Der Kapitalwert (NPV = Net Present Value) der Investition liegt in den betrachteten Szenarien deutlich im negativen Bereich (siehe Abb. 4).



**Abb. 4: Referenzwert: Ohne Förderung sind weder die GuD-Anlage noch die Gasturbine wirtschaftlich<sup>13</sup>**

### ERGEBNISSE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG

Wie groß die Wirtschaftlichkeitslücke ist, die der Neubau-Vorschuss schließen muss, hängt dabei von den Annahmen über zukünftige Erlöse des Investors und damit von der Wahl des betrachteten Referenzszenarios ab.

Abb. 5 zeigt die Ergebnisse für die GuD-Anlage und die Gasturbine im „mittleren“ Referenzszenario 2. Der Kapitalwert und damit die Wirtschaftlichkeit der Investition

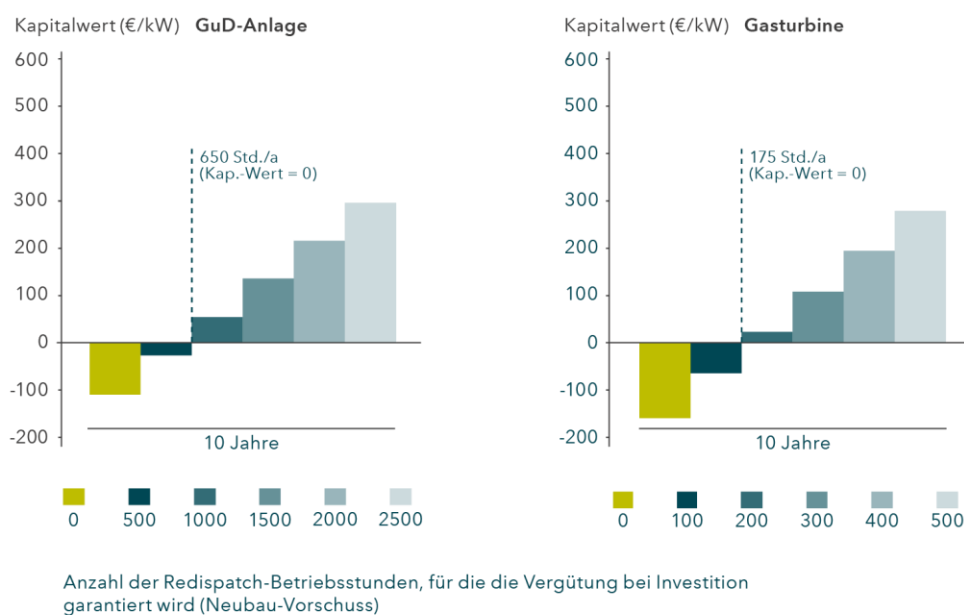
<sup>13</sup> Quelle: Investitionsrechnung von Enervis im Auftrag von TransnetBW (2023).



steigt in Abhängigkeit der Dauer und Höhe der garantierten zukünftigen Redispatch-Zahlungen.

Für die H2-ready GuD-Anlage zeigt die Berechnung, dass bei einer über zehn Jahre garantierten Redispatch-Vergütung für jährlich 650 Redispatch-Betriebsstunden die Schwelle der Wirtschaftlichkeit erreicht wird (Kapitalwert = 0).

Für die H2-ready Gasturbine erreicht die Investition bereits bei einem Neubau-Vorschuss über zehn Jahre und mindestens 175 jährlichen Redispatch-Betriebsstunden die Schwelle der Wirtschaftlichkeit. Die geringeren Einsatzstunden ergeben sich, da aufgrund der geringen marktlichen Betriebsstunden der anteilige Werteverbrauch bereits bei wenigen Redispatch-Betriebsstunden einen hohen Anteil der Fixkosten deckt. Gleichzeitig werden Gasturbinen erfahrungsgemäß aufgrund höherer Einsatzkosten nachrangig für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt, sodass für diese auch nur eine geringere Stundenzahl vorab garantiert werden kann.



**Abb. 5: Wirtschaftlichkeitsschwelle einer H2-ready GuD-Anlage und einer H2-ready Gasturbine bei Berücksichtigung des Neubau -Vorschusses (Referenzszenario 2)<sup>14</sup>**

Damit auch die Investitionsrechnung eines sehr risikoscheuen Investors (Referenzszenario 1) die Wirtschaftlichkeit erreicht, muss der Neubau-Vorschuss einen größeren Beitrag leisten. In diesem Fall wird die Investition erst bei einem garantierten Werteverbrauch über 10 Jahre und jährlich 2.350 Stunden (GuD) bzw. 390 Stunden (Gasturbine) wirtschaftlich.

Für einen risikofreudigen Investor (Referenzszenario 3) reicht dagegen bereits ein 10-jähriger Neubauvorschuss über 600 Stunden (GuD) bzw. 160 Stunden (Gasturbine), um einen Kapitalwert von mindestens Null zu erzielen.

<sup>14</sup> Quelle: Investitionsrechnung von Enervis im Auftrag von TransnetBW.

### **DER NEUBAUVORSCHUSS WIRKT**

Die Ergebnisse zeigen, dass der Neubau-Vorschuss eine entscheidende Anreizwirkung zum Neubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken entfalten kann. Der Vergleich mit den Redispatch-Einsatzstunden im Jahr 2022 aus Abb. 1 zeigt, dass die für die Wirtschaftlichkeit erforderlichen garantierten Redispatch-Stundenzahlen im mittleren Szenario in einem Bereich liegen, der bereits heute von vielen Kraftwerken erreicht bzw. teils deutlich überschritten wird.

Auch die Marktsimulation von TransnetBW, die für das Jahr 2030 den Neubau von deutschlandweit 40 Kraftwerken annimmt, zeigt, dass die erwarteten Redispatch-Stunden für Anlagen im Süden und Westen Deutschlands so hoch sind, dass sie – wenn sie vorab garantiert würden – zur Wirtschaftlichkeit der Investition führen.

## **5.0 IMPLEMENTIERUNG DES NEUBAU-VORSCHUSSES**

### **WETTBEWERBLICHE MECHANISMEN SICHERN KOSTENEFFIZIENZ UND REIZEN NEUBAU AN NETZDIENLICHEN STANDORTEN AN**

Die durch den Neubau-Vorschuss errichteten Anlagen nehmen am Strommarkt teil. Um Kosteneffizienz zu gewährleisten, sollte die mit dem Neubau-Vorschuss garantierte Vergütung einer Ausschreibung unterliegen. Sinnvoll erscheint dabei eine direkte Ausschreibung des Neubau-Vorschusses, aber auch die Umsetzung des Instruments im Rahmen anderer Fördermechanismen ist möglich. Beide Optionen werden hier erläutert.

### **DIREKTE NEUBAU-VORSCHUSS-AUSSCHREIBUNG**

Um sicherzustellen, dass regionale Bedarfe für gesicherte Leistung zielgenau gedeckt werden können, sollte die Umsetzung des Neubau-Vorschusses eine entsprechende Lenkungswirkung beinhalten. Mit Blick auf den bundesweiten Gesamtbedarf an wasserstofffähigen Gaskraftwerken bis 2030 empfiehlt es sich daher, einen Teil dieses Bedarfs, z.B. über ein eigenes Segment „Netzdienlicher Neubau gesicherter Leistung“, in einer lokal differenzierten Ausschreibung zu decken. Die über dieses Segment angereizten Kraftwerke tragen zur Behebung von Netzengpässen und gleichzeitig zur Deckung des deutschlandweiten Gesamtbedarfs an gesicherter Leistung bei.

Folgender Ablauf wird vorgeschlagen: Über erweiterte Systemanalysen prognostizieren die ÜNB den regionalen Neubaubedarf und die Anzahl an Redispatch-Betriebsstunden, für die in diesem Netzgebiet eine garantierte Vergütung gewährt werden kann.

Basierend auf diesen Analysen wird eine Ausschreibung durchgeführt. In dieser legt die ausschreibende Instanz den Neubaubedarf (in MW), die technologiespezifischen, geförderten Redispatch-Betriebsstunden (in h/a) sowie den maximalen Gebotswert (in €/MW) fest.<sup>15</sup> Die Anzahl der ausgeschriebenen Betriebsstunden sollte je nach Technologie differenziert erfolgen, da je nach Technologie (z.B. GuD-Anlage und Gasturbine) mit unterschiedlich hohen Redispatch-Betriebsstunden zu rechnen ist.

Die Bieter geben ein Gebot über die für die Investition erforderliche garantierte Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs (in €/MW) für die vorher definierten Redispatch-Stunden ab und geben die Leistung des Kraftwerks an.

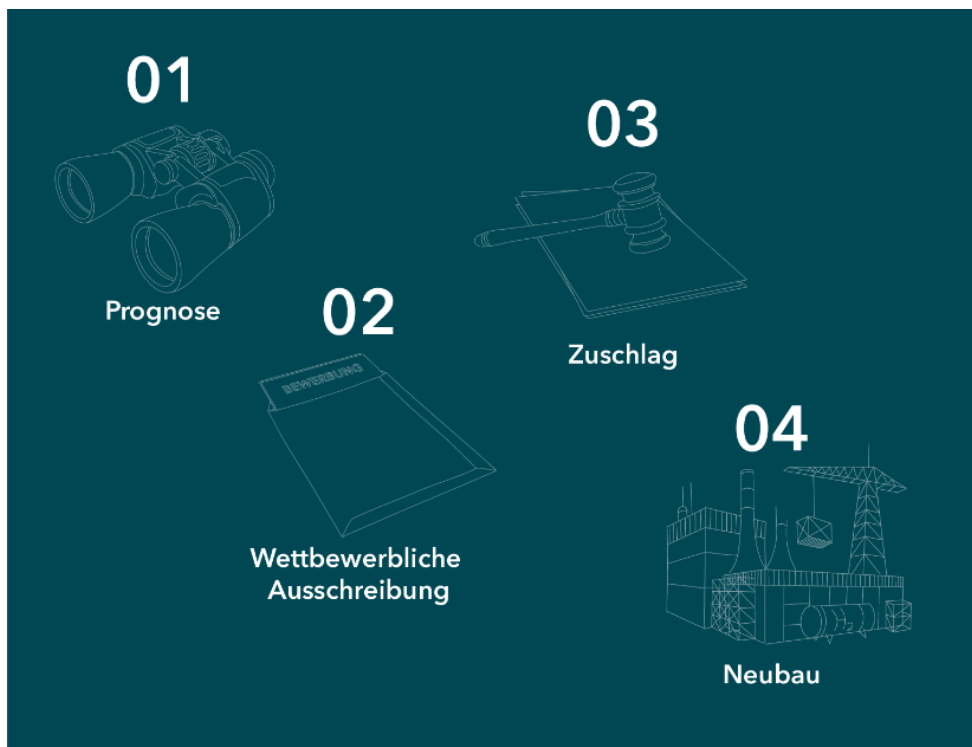
---

<sup>15</sup> Denkbar ist dabei beispielsweise die Festlegung des maximalen Gebotswertes orientiert am anteiligen Werteverbrauch einer Referenzanlage.

Den Zuschlag in der Ausschreibung erhalten diejenigen Bieter, die für die Anzahl der festgelegten Redispatch-Betriebsstunden die geringste garantierte Vergütung fordern.

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, entsprechend ihrem Gebot die zusätzliche gesicherte Leistung bereitzustellen.



**Abb. 6: Ausschreibung des Neubau-Vorschusses**

#### **ALTERNATIV: NEUBAU-VORSCHUSS ALS REGIONALISIERUNGSMITTEL IM RAHMEN ANDERER FÖRDERMECHANISMEN**

Der Wirkmechanismus des Neubau-Vorschusses ist nicht zwangsläufig mit einer regionalen Ausschreibung des anteiligen Wertverbrauchs verbunden. Alternativ kann die garantierte Vergütung des Redispatch-Werteverbrauchs in Verbindung mit anderen Förderinstrumenten, wie z.B. bundesweiten Ausschreibungen für Zuschlagszahlungen ein effizientes Instrument zur lokalen Differenzierung darstellen:

Für Anlagen an systemdienlichen Standorten wird die Vergütung für eine deutlich höhere Anzahl an Redispatch-Stunden vorab garantiert werden als an systemisch weniger vorteilhaften Orten. Dies berücksichtigen Investoren bei Ihrer Kalkulation ihres Gebotes und können daher an diesen Standorten mit einem deutlich günstigeren Gebot an den Ausschreibungen für das Förderinstrument teilnehmen. Auf diese Weise entfaltet der Neubau-Vorschuss im Rahmen bundesweiter Ausschreibungen einen starken Anreiz zugunsten besonders systemdienlicher Standorte.

## VORTEIL NEUBAU-VORSCHUSS: EINFACHE UND SCHNELL WIRKSAME MASSNAHME

Unabhängig davon, ob der Neubau-Vorschuss direkt ausgeschrieben oder als Element zur regionalen Steuerung mit anderen Ausschreibungen kombiniert wird, erfordert die Implementierung nur einen relativ 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 zügig und äußerst kostenoptimal umsetzbar. Dies ist vor dem Hintergrund der zeitlichen Dringlichkeit des Kraftwerkneubaus in Süd- und Westdeutschland, wo zusätzliche steuerbare Leistung bereits bis spätestens 2030 benötigt wird, ein entscheidender Vorteil.

Der Neubau-Vorschuss steht dabei nicht im Widerspruch zu aktuellen Diskussionen über eine grundsätzliche Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Ein späterer Übergang zu einem umfassenderen Instrument, z.B. einem zentralen Kapazitätsmarkt ist möglich. Der Neubau-Vorschuss ist damit eine schnell wirksame No-regret-Maßnahme und sichert die Versorgungssicherheit auf dem Weg zu einem klimaneutralen Stromsystem.



Abb. 7: Vorteile des Neubau-Vorschusses

## BEIHILFERECHTLICHE EINORDNUNG UND NATIONALE IMPLEMENTIERUNG

Nicht zuletzt aufgrund der Verwendung von aus Sicht der EU-Kommission staatlichen Mitteln (hier: Netzentgelte, welche zudem ab 2023 ggf. direkt staatlich bezuschusst werden sollen) stellt das Modell eines Neubau-Vorschusses aller Voraussicht nach eine Beihilfe dar (vgl. Art. 107 Abs. 1 AEUV). Diese bedarf zu ihrer Zulässigkeit einer Rechtfertigung. Die vorliegende Ausgestaltung des Neubau-Vorschusses berücksichtigt die wesentlichen Aspekte für eine solche Rechtfertigung.

Förderlich in diesem Zusammenhang ist insbesondere, dass eine Teilnahme an dem Neubau-Vorschuss grundsätzlich diskriminierungsfrei, (technologie-)offen sowie soweit möglich zur Förderung umweltfreundlicher Technologien ausgestaltet ist. Daneben lässt sich der Neubau-Vorschuss so ausgestalten, dass potentielle Anlagen an besonders systemdienlichen Standorten nur indirekte Standortvorteile haben. Zudem wird berücksichtigt, dass die Fördermaßnahme für höchstens zehn Jahre angesetzt werden kann.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass der Neubau-Vorschuss der „Beihilfe zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit“ gemäß Abschnitt 4.8 der neuen Leitlinien der Kommission für Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen 2022

(KUEBLL) unterfällt. Ein entsprechendes Notifizierungsverfahren der Bundesrepublik erscheint daher erfolgsversprechend.

Der Neubau-Vorschuss erfordert auf nationaler Ebene einen gesetz- und verordnungsgeberischen Gestaltungsakt. Es bietet sich an, den Neubau-Vorschuss in Anlehnung an die bereits bestehenden Instrumente der Netzreserve und der Kapazitätsreserve in § 13d EnWG und § 13e EnWG als gesonderte Verordnungsermächtigung zu implementieren. Hierin können weitere Details des Neubauvorschlusses geregelt werden, beispielsweise durch eine Erweiterung des § 13i EnWG. Ein detaillierter Ansatz steht jedoch unter dem Vorbehalt der gesetzgeberischen Umsetzung der Vorgaben aus der Entscheidung des EuGH vom 02.09.2021 mit Az. C-718/18.

## 6.0 POLITISCHE LÖSUNGSANSÄTZE

- / Die Kraftwerksstrategie muss kurzfristig den Rahmen schaffen, damit klimafreundliche Marktkraftwerke noch vor 2030 entstehen. Der Neubau-Vorschuss muss als ein kosteneffizientes, systemdienliches und schnell implementierbares Instrument berücksichtigt werden, damit der Kohleausstieg flankiert, die Klimaziele erreicht und eine stabile Versorgung mit Strom gewährleistet wird.
- / Die Einführung einer lokalen Komponente ist unerlässlich. Denn die Anlagen müssen dort gebaut werden, wo sie am besten für die System- und Versorgungssicherheit wirken.
- / Die Bewertung der zukünftigen Versorgungs- und Systemsicherheit muss integriert erfolgen. Dafür müssen die Systemanalysen erweitert werden. Sie sollen zur rechtlichen Grundlage für die Höhe der regional benötigten Kraftwerkskapazität und der Redispatch-Stunden werden, die die Übertragungsnetzbetreiber ausschreiben.
- / Damit der Umstieg der neuen Anlagen auf klimafreundlichen Wasserstoff als Brennstoff schnell gelingt, muss die Planung des Energiesystems integriert erfolgen und ein verlässlicher Planungsrahmen für Investoren geschaffen werden.
- / Parallel soll die Systemreserve eingeführt werden, die die Reserveinstrumenten bündelt und deren Einsatz vereinfacht.
- / Für die Übergangszeit, bis die Kraftwerke gebaut sind, muss eine nachhaltige und mittelfristige Planung der Netzreserve erfolgen. Systemrelevanz-Prüfungen von Kraftwerken in der Netzreserve müssen längere Zeithorizonte umfassen.

## 7.0 QUELLENVERZEICHNIS

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

**BMWK (2023):** Werkstattbericht des BMWK: Wohlstand klimaneutral erneuern.

**BNetzA (2023):** Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.

**Bundesnetzagentur (2022):** Kraftwerksliste. Abrufbar unter:  
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

**Enervis (2023):** Anreizwirkung Neubau-Vorschuss - Studie im Auftrag von TransnetBW.

## 8.0 ANSPRECHPARTNER

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

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

---

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