

# KRAFTWERKSSTRATEGIE: FESTLEGUNG AUF GAS ODER TECHNOLOGIEMIX?

Kurzstudie im Auftrag des Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

21. AUGUST 2025

## AUTOREN (FRONTIER ECONOMICS)

Dr. Christoph Gatzen  
Dr. Matthias Janssen  
Christoph Nodop

Kontakt: [christoph.nodop@frontier-economics.com](mailto:christoph.nodop@frontier-economics.com)

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
1. Zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit wird auch zukünftig gesicherte Leistung benötigt	5
2. Die Bundesregierung plant im Rahmen einer Kraftwerksstrategie bis zu 20 GW Gaskraftwerke auszuschreiben	10
3. Zahlreiche Technologien können Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten, einige davon entwickeln sich dynamisch	11
4. Kurzfristige Ausschreibung von Gaskraftwerken technologieneutral umsetzen und auf Minimum begrenzen	20
5. Eine weitergehende technologische Vorfestlegung auf bis zu 20 GW Kraftwerkskapazität birgt erhebliche Risiken	23

## Zusammenfassung

Das deutsche Stromsystem steht auf dem Weg zur Klimaneutralität vor einem tiefgreifenden Wandel: Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien wächst die Abhängigkeit von fluktuierenden Erzeugungsprofilen. Gleichzeitig entzieht der bis 2030 angestrebte Ausstieg aus der Kohleverstromung dem System – zusätzlich zum bereits erfolgten Kernenergieausstieg – eine erhebliche Menge an gesicherter Leistung, während der Strombedarf durch Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Gebäuden perspektivisch zunimmt. Daraus ergibt sich die Herausforderung Versorgungssicherheit zu gewährleisten: Die Absicherung sogenannter „Dunkelflaute“-Situationen, also längeren Phasen im Winter mit nur geringer Wind- und Solarstromproduktion, bei gleichzeitig hohem kältebedingtem Strombedarf.

Vor diesem Hintergrund hat sich die neue Bundesregierung im Koalitionsvertrag auf Maßnahmen verständigt, um rechtzeitig ausreichende gesicherte Leistung sicherzustellen. Insbesondere ist eine Kraftwerksstrategie vorgesehen, die den Bau von bis zu 20 GW an Gaskraftwerkskapazität bis zum Jahr 2030 anreizen soll.

In dieser Kurzstudie analysieren wir diese technologische Vorfestlegung der Bundesregierung auf Gaskraftwerke. Wir kommen zu folgenden Schlussfolgerungen:

- **Technologieneutralität als Leitprinzip verankern:** Versorgungssicherheit lässt sich grundsätzlich am effizientesten und systemverträglichsten durch einen wettbewerblichen Technologiemitmix erreichen. Ein technologieneutraler Ansatz ermöglicht die flexible Nutzung verfügbarer Optionen – darunter Gasturbinen und -motoren mit und ohne Wärmeauskopplung, flexible Bioenergie, Speichertechnologien, Lastmanagement sowie neue Technologien. Er vermeidet eine einseitige Pfadabhängigkeit und erlaubt eine dynamische Reaktion auf Entwicklungen bei Stromnachfrage, Brennstoffverfügbarkeit und Technologiekosten. Zugleich fördert er Innovationen, sichert Wettbewerb und entspricht beihilferechtlichen Anforderungen der EU.
- **Kurzfristige Gaskraftwerksausschreibungen begrenzt und technologieneutral im Segment gestalten:** Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) unter der neuen Leitung von Katherina Reiche plant zunächst kurzfristig technologiespezifische Ausschreibungen von Gaskraftwerken im Umfang von 5 bis 10 GW. Angesichts langer Planungs- und Genehmigungszeiten sowie erheblicher politischer und regulatorischer Unsicherheiten – etwa im Hinblick auf die künftige Ausgestaltung des Marktdesigns oder die Zulässigkeit von Knappheitspreisen – erscheinen diese kurzfristigen Ausschreibungen trotz der Abkehr von der ursprünglich bevorzugten technologieneutralen Lösung als pragmatischer Zwischenschritt. So lassen sich Versorgungslücken zeitnah schließen und der Kohleausstieg kann planmäßig umgesetzt werden. Der Umfang der Ausschreibungen sollte jedoch strikt auf das erforderliche Mindestmaß zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit begrenzt und auf Basis fundierter Analysen plausibilisiert werden. Entscheidend ist zudem, dass das Ausschreibungsdesign – im Sinne eines technologieneutralen Leitprinzips – auch kleineren Anlagen wie dezentralen Gasmotoren (z. B. BHKW) die

Teilnahme ermöglicht. Diese Anlagen lassen sich kurzfristig realisieren und können durch ihre dezentrale Struktur zur Entlastung der Netzinfrastruktur beitragen. Die in Deutschland vorhandene Fertigungskapazität von rund 6 GW pro Jahr für KWK-Anlagen (Turbinen und Motoren) bietet hierfür eine geeignete Basis. Insbesondere kann sie den Überbau bestehender Biomasse-BHKW ermöglichen und so 6 bis 24 GW gesicherte Leistung erschließen – ohne zusätzlichen Brennstoffbedarf. Ergänzend könnten durch eine gezielte Nutzung von Rest- und Abfallstoffen weitere 2 bis 5 GW verfügbar gemacht werden – ebenfalls ohne zusätzlichen Flächenbedarf. Diese potenziellen Geschwindigkeits- und Kostenvorteile dürfen nicht von vornherein ausgeschlossen werden.

- **Systemkosten senken durch effiziente Nutzung erneuerbarer Energien.** Für das Gelingen der Energiewende ist ein zielgerichtetes Marktdesign in Verbindung mit einem klaren regulatorischen Rahmen unerlässlich, um die erneuerbaren Energien systemdienlich und kosteneffizient zu integrieren. Insbesondere bislang abgeregelter Strom aus Wind- und Solaranlagen muss durch geeignete Preissignale und Marktmechanismen systematisch nutzbar gemacht werden – sei es zur direkten Bedarfsdeckung, zur flexiblen Zwischenspeicherung oder zur Erzeugung grüner Moleküle. Nur wenn diese Potenziale effizient erschlossen werden, lassen sich die Systemkosten der Energiewende minimieren und die Voraussetzungen für den klimaneutralen Betrieb gesicherter Leistung schaffen.

Die Kurzstudie ist wie folgt gegliedert:

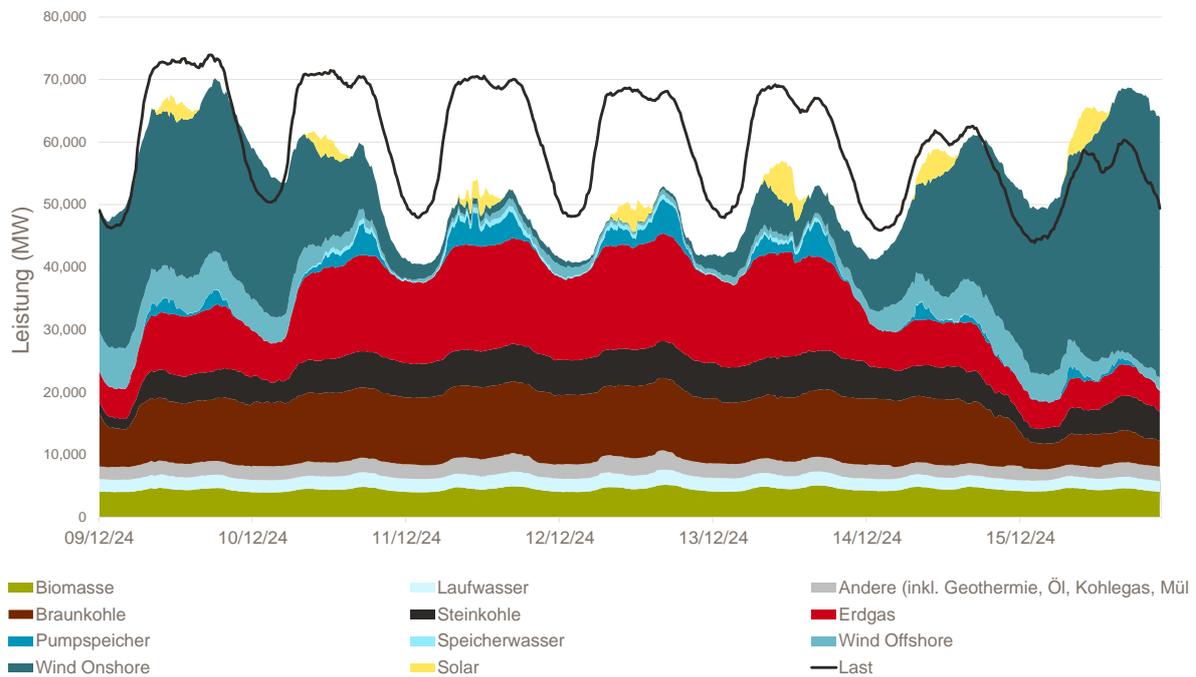
- **Kapitel 1** beleuchtet die Herausforderungen für die Versorgungssicherheit in einem zunehmend dekarbonisierten Stromsystem.
- **Kapitel 2** erläutert die Pläne der Bundesregierung für die Ausschreibung von bis 20 GW an Gaskraftwerken im Rahmen einer Kraftwerksstrategie.
- **Kapitel 3** diskutiert verschiedene Technologieoptionen, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.
- **Kapitel 4** bewertet den technologiespezifischen Ansatz der von der Bundesregierung geplanten kurzfristigen Ausschreibungen von 5-10 GW Gaskraftwerken.
- **Kapitel 5** analysiert Vor- und Nachteile technologieneutraler Ansätze zum Anreiz von gesicherter Leistung über die 5-10 GW der kurzfristigen Ausschreibungen hinaus.

## 1. Zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit wird auch zukünftig gesicherte Leistung benötigt

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist zentral für das Erreichen der Klimaziele – stellt das Stromsystem jedoch vor tiefgreifende strukturelle Herausforderungen. Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien wächst die Abhängigkeit von fluktuierenden Erzeugungsprofilen. Der gleichzeitige Ausstieg aus der Kohleverstromung entzieht dem System jedoch – zusätzlich zum bereits erfolgten Kernenergieausstieg – eine erhebliche Menge an gesicherter Leistung. Dies führt zu einer Reihe von Herausforderungen für das Stromsystem:

- Eine zentrale Herausforderung für die **Versorgungssicherheit** stellt das Phänomen einer sogenannten „**Dunkelflaute**“ dar – also längere Phasen im Winter mit nur geringer Wind- und Solarstromproduktion bei gleichzeitig kältebedingt hohem Strombedarf. Ein Beispiel für eine Dunkelflautensituation in Deutschland zeigt Abbildung 1. Im Zeitraum vom 10. bis 14. Dezember 2024 war die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen minimal. Der Großteil der Stromlast musste durch fossile Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke sowie durch Stromimporte gedeckt werden. In der Spitze leisteten fossile Energieträger bei hoher Last einen Beitrag von über 36 GW bzw. 53 % zur Lastdeckung (am 12. Dezember um 17:00 Uhr). Nachts, bei niedriger Last, lag ihr Anteil zeitweise sogar bei über 64 % bzw. rund 30 GW (am 12. Dezember um 03:15 Uhr). Diese Aufgabe muss perspektivisch nach dem Ausstieg aus der fossilen Energiegewinnung zunehmend von alternativen, emissionsarmen Technologien übernommen werden, die in der Lage sind, gesicherte Leistung bereitzustellen – also auch während Lastspitzen über Stunden, Tage oder sogar Wochen zuverlässig Strom zu liefern.

Abbildung 1 Dunkelflaute in Deutschland im Dezember 2024



- Weitere Herausforderungen für das Stromsystem stellen Phänomene wie die sogenannte „**Hellbrise**“ dar. Dabei handelt es sich um Wetterlagen mit kurzfristiger und meist nur wenige Stunden andauernder sehr hoher Einspeisung aus Solar- und Windkraft bei gleichzeitig geringem Strombedarf. Auch sogenannte „**Heißflauten**“ bereiten dem System Probleme. Sie treten in Hitzeperioden auf, in denen der Stromverbrauch steigt (z. B. durch den vermehrten Einsatz von Klimaanlage), die Windstromproduktion jedoch gering ist und die Solarleistung in den Abendstunden deutlich abnimmt. Zudem kann die Leistung konventioneller Kraftwerke in solchen Situationen sinken. Kernkraftwerke müssen bei niedrigen Flusswasserständen oft aus Kühlwassergründen gedrosselt werden. Steinkohlekraftwerke wiederum sind eingeschränkt, wenn die Kohlezufuhr über dann wasserarme Schifffahrtswege – wie etwa den Rhein – nicht mehr sichergestellt werden kann. Solche Phänomene erfordern gänzlich unterschiedliche Lösungsansätze und Technologien als eine Dunkelflaute: Bei einer „Hellbrise“ entstehen kurzfristige Überschüsse, die effizient durch Batteriespeicher, Lastmanagement oder Power-to-X-Anwendungen wie Elektrolyse nutzbar gemacht werden oder sofern eine kosteneffiziente Nutzung nicht möglich ist, abgeregelt werden. Bei Heißflauten von wenigen Stunden können Batteriespeicher, Lastmanagement ebenfalls eine wichtige Rolle spielen, dauern diese länger an, werden auch gesicherte Erzeugungskapazitäten sowie Speicherlösungen auf Basis grüner Moleküle erforderlich.

Um in einem klimakompatiblen Stromsystem trotz des zunehmenden temporären Auseinanderdriftens von Stromnachfrage und Stromerzeugung eine verlässliche Systemstabilität zu gewährleisten, muss das Stromsystem über eine Reihe wesentlicher Fähigkeiten verfügen:

- **Transportkapazität:** Das Stromsystem muss Strom effizient über große Distanzen transportieren können – etwa aus windreichen Küstenregionen in Verbrauchszentren, aber auch grenzüberschreitend zu importieren oder zu exportieren. Es muss zudem dezentrale Einspeisung koordinieren, Netzengpässe vermeiden und in Echtzeit flexibel reagieren.
- **Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch:** Das System muss kurzfristige Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch gesichert ausgleichen können. Dazu gehören die schnelle Aktivierung oder Reduzierung von Stromerzeugung, die Möglichkeit, Verbrauch dynamisch an die verfügbare Erzeugung anzupassen. Diese kurzfristige Flexibilität wird unter anderem zum Ausgleich von Prognosefehlern, z.B. von Lasten, Wind- oder Photovoltaik- Einspeisung – meist gehandelt über den Intradaymarkt – benötigt. Zudem benötigen die systemführenden Übertragungsnetzbetreiber weitere flexible Anlagen/Technologien, z.B. zur Frequenzhaltung (mittels Regelenergie), zur regionalen Spannungshaltung, „rotierende Massen (Momentanreserve)“ zur besseren Frequenzstabilität als auch Konzepte für den Schwarzstart und die Inselnetzbetriebsführung. Gleichzeitig muss langfristige Flexibilität wie oben diskutiert auch längere Dunkelflauten über mehrere Tage und Wochen absichern können. Unterschiedliche Technologien können hier jeweils unterschiedliche Flexibilitätsbeiträge leisten.
- **Speicherfähigkeit:** Perspektivisch müssen nicht nur Strommangelsituationen dank Flexibilität bewältigt werden, sondern auch die Situationen mit signifikanten Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien gemeistert werden. Überschussstrom, der volkswirtschaftlich effizient genutzt werden kann, kann zwischengespeichert und bei Bedarf zuverlässig wieder eingespeist werden können.<sup>1</sup> So lassen sich zeitliche Lücken, die sich über Stunden, Tage oder Wochen erstrecken können, zwischen Erzeugung und Verbrauch überbrücken und die Versorgung stabil sichern.

Während die **Transportkapazität** vor allem durch den Ausbau intelligenter Übertragungs- und Verteilnetze gestärkt werden soll, stehen zur Sicherstellung von **Flexibilität** und **Speicherfähigkeit** zahlreiche Technologieoptionen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen zur Verfügung. Im Hinblick auf das **zentrale für die Kraftwerksstrategie relevante Versorgungssicherheitsproblem**, die **Dunkelflaute**, müssen diese Technologieoptionen insbesondere hinsichtlich ihres Beitrages zur längerfristig und flexibel zur Verfügung stehenden gesicherten Leistung betrachtet werden.<sup>2</sup> Im Fokus der Kraftwerksstrategie stehen dabei bisher Gaskraftwerke, die zunächst fossiles Erdgas nutzen sollen, und perspektivisch an die Anforderungen eines klimaneutralen Energiesystems angepasst werden müssen (siehe Kapitel 2).

---

<sup>1</sup> Alternativ zur Rückverstromung kann die Energie auch in Form von Wärme oder Kälte nutzbar gemacht werden.

<sup>2</sup> Gemäß dem Konsultationsdokument „[Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit](#)“ im Rahmen der früheren Kraftwerksstrategie müssen steuerbare Kraftwerkskapazitäten in der Lage sein, **mindestens 96 aufeinanderfolgende Stunden Strom unter Volllast** zu erzeugen.

Der Bedarf an neuer gesicherter Leistung ist unbestritten, insbesondere vor dem Hintergrund des Wegfalls gesicherter Erzeugungskapazität durch die fortschreitende Dekarbonisierung der Stromerzeugung bei gleichzeitigem Anstieg der Stromnachfrage durch Elektrifizierung:

- So zeigen die Ergebnisse der Analyse des **European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024** von ENTSO-E – dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, dass Deutschland seinen angestrebten Versorgungssicherheitsstandard von 2,77 Stunden LOLE (Loss of Load Expectation<sup>3</sup>) pro Jahr in keinem der betrachteten Szenarien einhalten kann. Stattdessen prognostizieren die Modelle bis zum Jahr 2030 LOLE-Werte von mindestens 8,21 bis zu 18,79 Stunden pro Jahr – also dem Drei- bis Siebenfachen des Zielwerts<sup>4</sup>. Grundlage der Analyse ist eine angenommene Stromnachfrage von 750 TWh im Jahr 2030 und bereits ein Zubau von 2,5 GW Gaskraftwerken bis zum Jahr 2030 im Rahmen der Kraftwerksstrategie.
- Der **Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA)** aus dem Jahr 2023<sup>5</sup> schätzt den Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bis 2031 auf 17–21 GW, vor allem durch H<sub>2</sub>-fähige Gaskraftwerke. Dieser Bericht ist nach unserem Verständnis die wesentliche Grundlage des im Koalitionsvertrag genannten „bis zu 20 GW“ Bedarf an Gaskraftwerken. Ergänzend werden im BNetzA-Bericht 7 GW Biomassekraftwerke und 4,5 GW Netzersatzanlagen genannt. Diese Schätzung basiert auf Annahmen wie Kohleausstieg bis 2030, steigender Stromnachfrage (715–750 TWh in 2030), starkem Ausbau Erneuerbarer Energien und wachsender Systemflexibilität. Der Bericht liefert einen wichtigen Orientierungswert, ist aber aufgrund des Veröffentlichungsdatums im Jahr 2023 veraltet. Dynamische Entwicklungen – etwa beim Erneuerbaren Zubau, der Elektrifizierung (und damit der Stromnachfrage) – sorgen dafür, dass der Bedarf regelmäßig zu überprüfen ist. So gehen beispielsweise aktuellere Studien von McKinsey (530-615 TWh)<sup>6</sup> oder der Boston Consulting Group (~ 600 TWh)<sup>7</sup> von einem geringeren Anstieg der Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 aus, mit

---

<sup>3</sup> Siehe ENTSO-e (2024), European Resource Adequacy Assessment: Executive Report, S. 19. Verfügbar unter: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA\\_2024\\_Executive\\_Report.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Executive_Report.pdf); LOLE ist eine zentrale Kennzahl in der Versorgungssicherheit, die beschreibt, wie viele Stunden pro Jahr statistisch damit zu rechnen ist, dass die Stromnachfrage nicht vollständig gedeckt werden kann – also „Last nicht gedeckt werden kann“.

<sup>4</sup> ENTSO-e (2024), European Resource Adequacy Assessment: Annex 5, S. 20. Verfügbar unter: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA\\_2024\\_Annex\\_5%20Country\\_Comments.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Annex_5%20Country_Comments.pdf).

<sup>5</sup> Bundesnetzagentur (Januar 2023), Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4).

<sup>6</sup> McKinsey & Company, Zukunftspfad Stromnachfrage, Januar 2025, z.B. S. 45. Verfügbar unter: [https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey\\_zukunftspfad%20stromnachfrage\\_januar%202025.pdf](https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025-01-20%20zukunftspfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf).

<sup>7</sup> Boston Consulting Group/Bundesverband der Deutschen Industrie: Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik, März 2025, S. 20. Verfügbar unter: [https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/bcg\\_bdi\\_energiewende\\_auf\\_kurs\\_bringen\\_final.9c45b14d197e.pdf?utm\\_medium=referral&utm\\_source=micosite&utm\\_campaign=energiewende&utm\\_description=organic&utm\\_geo=de](https://assets.foleon.com/eu-central-1/de-uploads-7e3kk3/50809/bcg_bdi_energiewende_auf_kurs_bringen_final.9c45b14d197e.pdf?utm_medium=referral&utm_source=micosite&utm_campaign=energiewende&utm_description=organic&utm_geo=de).

entsprechenden Implikationen für den Bedarf zusätzlicher gesicherter Leistung bis zu diesem Jahr. Überlagert wird der nationale Bedarf zudem durch Entwicklungen in unseren Nachbarländern, wo es im europäischen Strommarkt einerseits Synergien und Ausgleichseffekte geben kann, andererseits aber viele Mitgliedsstaaten durch Kohleausstieg und steigende Stromnachfrage ähnliche Herausforderungen wie Deutschland meistern müssen.

Die exakte Bestimmung des Bedarfs an gesicherter Leistung im kurz- und mittelfristigen Zeithorizont ist nicht Teil dieser Kurzstudie. Klar ist jedoch: Es besteht in der Folge des Kernenergie- und Kohleausstiegs bei gleichzeitiger Elektrifizierung neuer Sektoren ein Bedarf an gesicherter Leistung. Wie hoch der Bedarf wann genau sein wird hängt jedoch maßgeblich von der tatsächlichen Entwicklung des Stromsystems ab. Eine kontinuierliche Neubewertung bleibt unerlässlich.

Neben der Frage nach dem „**wie hoch?**“ und „**wann?**“ ist vor allem entscheidend, „**wie?**“ der Bedarf an gesicherter Leistung gedeckt wird – insbesondere im Hinblick auf Effizienz, Systemverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit. Verschiedene Technologien können hierzu beitragen, deren jeweilige Stärken und Grenzen in Kapitel 3 näher analysiert werden.

Darüber hinaus gilt: Versorgungssicherheit muss im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks nicht nur kosten- und systemeffizient, sondern auch im Einklang mit den Klimazielen gewährleistet werden. Erneuerbarer Strom übernimmt dabei eine zentrale Rolle – insbesondere zur Elektrifizierung bislang fossil dominierter Anwendungen. Zwar verläuft der Anstieg der Stromnachfrage aktuell langsamer als ursprünglich prognostiziert – etwa infolge verzögerter Elektrifizierung in Industrie, Gebäuden und Mobilität –, perspektivisch ist jedoch mit einem deutlichen und anhaltenden Nachfragezuwachs zu rechnen. Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt in diesem Kontext elementar: Auch bei einem zeitlich gestreckten Nachfrageanstieg ist ein beschleunigter EE-Zubau erforderlich, um langfristig Klimaziele zu erreichen.

Die Energiewende ist dabei mehr als die Stromwende: Ziel ist die schrittweise Defossilisierung der Energiebereitstellung in allen Sektoren. Erneuerbarer Strom übernimmt dabei eine zentrale Rolle, insbesondere zur Elektrifizierung bislang fossil dominierter Anwendungen. Allerdings bestehen in Industrie und Wärmesektor weiterhin Anwendungsbereiche, in denen eine vollständige Elektrifizierung mittelfristig technisch oder ökonomisch nicht darstellbar ist. Für diese Bereiche werden erneuerbare gasförmige Energieträger eine relevante Option zur Dekarbonisierung darstellen.

Der Umbau des Energiesystems geht zudem mit einer zunehmenden Dezentralisierung der Erzeugung einher, was neue Anforderungen an Netzstrukturen, Systembetrieb und Flexibilitätsbereitstellung nach sich zieht. Daher müssen Überlegungen zur Stromversorgungssicherheit auch die Dimensionen Dezentralität, sektorübergreifende Integration sowie technologische Transformationspfade in Richtung Treibhausgasneutralität einbeziehen.

## 2. Die Bundesregierung plant im Rahmen einer Kraftwerksstrategie bis zu 20 GW Gaskraftwerke auszuschreiben

Die neue Bundesregierung hat die Herausforderungen für die Versorgungssicherheit des zukünftigen Stromsystems erkannt, und sich bereits im Koalitionsvertrag auf Lösungen verständigt, um rechtzeitig ausreichend gesicherte Leistung zu gewährleisten:

- **Kraftwerksstrategie für Ausschreibung von Gaskraftwerken:** Einerseits ist eine Kraftwerksstrategie vorgesehen, im Rahmen derer der Bau von bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis zum Jahr 2030 angereizt werden sollen.<sup>8</sup> Bereits der vorherigen Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hatte einen Vorschlag für eine Kraftwerksstrategie entwickelt, im Rahmen dessen Ausschreibungen von bis zu 12,5 GW Gaskraftwerken vorgesehen waren.<sup>9</sup>
- **Technologieoffener Kapazitätsmechanismus:** Wie auch die alte Bundesregierung plant auch die neue Regierung zusätzlich zu den Ausschreibungen der Kraftwerksstrategie einen technologieneutralen und marktwirtschaftlich ausgestalteten Kapazitätsmechanismus zu entwickeln, der einen systemdienlichen Technologiemarkt sicherstellen soll.

**Im Fokus dieser Kurzstudie steht die Kraftwerksstrategie.** Um die diesbezüglichen Pläne der (neuen) Koalition zügig umzusetzen, plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) unter der neuen Leitung von Katherina Reiche (CDU) zunächst kurzfristige Ausschreibungen im Umfang von 5 bis 10 GW durchzuführen. Diese sollen explizit den Bau von Gaskraftwerken anreizen und nach aktuellem Kenntnisstand keine über die Anreize aus dem EU ETS hinausgehenden Vorgaben zur Dekarbonisierung enthalten.<sup>10</sup> Ziel ist es, zeitnah zusätzliche gesicherte Leistung bereitzustellen.

Es bleibt allerdings unklar, wie die verbleibenden 10 bis 15 GW an gesicherter Leistung beschafft werden sollen – also der nach den Ausschreibungen von 5 bis 10 GW verbleibende Teil des Gesamtbedarfs von 20 GW. Der Koalitionsvertrag enthält hier einen Widerspruch: Einerseits ist ausdrücklich die Beantragung eines Baus von „bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung“ vorgesehen, was einer technologiespezifischen Vorfestlegung auf Gaskraftwerke gleichkommt. Andererseits soll diese Leistung „technologieoffen angereizt“ werden.

**Vor diesem Hintergrund beleuchtet die vorliegende Kurzstudie die Vor- und Nachteile einer technologischen Vorfestlegung der zu beschaffenden gesicherten Leistung.**

<sup>8</sup> Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: Verantwortung für Deutschland - 21. Legislaturperiode, 2025, S. 33, verfügbar unter: [https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav\\_2025.pdf](https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf).

<sup>9</sup> BMWK, Kraftwerkssicherheitsgesetz, Meldung vom 11.09.2024, verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>.

<sup>10</sup> Siehe z. B. Energate, Kraftwerks-Schnellboot soll mit 5 bis 10 GW starten, 04.06.2025, verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/253553/kraftwerks-schnellboot-soll-mit-5-bis-10-gw-starten>.

### 3. Zahlreiche Technologien können Beiträge zur Versorgungssicherheit leisten, einige davon entwickeln sich dynamisch

Um die Versorgungssicherheit in einem klimakompatiblen Stromsystem möglichst effizient – also kostengünstig und ressourcenschonend – sicherzustellen, bedarf es eines „systemdienlichen Technologiemies“, der sowohl die marktlichen (Energiebilanz) als auch netzrelevanten Aspekte berücksichtigt. Neben Aspekten wie Erzeugungskosten (Levelised Cost of Electricity – „LCOE“) spielen auch Aspekte wie „Planbarkeit/Zuverlässigkeit“, Standortflexibilität, Nachhaltigkeit, Resilienz und „Steuerbarkeit“ der Technologien dabei eine Rolle. Der systemoptimale Technologiemies sollte sich unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Stärken und Schwächen einzelner Technologieoptionen möglichst im Wettbewerb marktlich herausbilden und zugleich flexibel auf neue Entwicklungen reagieren können.

Gleichzeitig haben sich Bundesregierung und Gesetzgeber – etwa im Rahmen der Kraftwerksstrategie und des Koalitionsvertrags – bereits auf technologiespezifische Zielpfade verständigt. Daher ist eine strukturierte Bewertung der verfügbaren Optionen notwendig, um diesen politisch vorgegebenen Kurs einzuordnen, und mit technologieutralen Ansätzen zu vergleichen.

Relevante Kriterien für die Bewertung möglicher Technologieoptionen, die Teil eines systemdienlichen und effizienten Technologiemies sein könnten – sowohl kurzfristig bis zum Jahr 2030 als auch darüber hinaus – und einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, sind unter anderem:

- **Reifegrad der Technologie:** In welchem Entwicklungsstadium befindet sich die jeweilige Technologie? Ist sie bereits erprobt und im Markt etabliert oder befindet sie sich noch in der Pilot- oder Demonstrationsphase?
- **Realisierungszeit:** Wie schnell kann die Technologie zur Verfügung stehen? Welche Zeiträume sind erforderlich, um neue Kapazitäten oder Flexibilitätsoptionen aufzubauen und in das Stromsystem zu integrieren?
- **Kosten:** Wie hoch sind die Investitions- und Betriebskosten der Technologie?
- **Ausbaupotenzial:** In welchem Umfang kann die Technologie in der erforderlichen Größenordnung ausgebaut werden? Gibt es physische, wirtschaftliche oder regulatorische Begrenzungen, die den flächendeckenden oder schnellen Ausbau einschränken könnten?
- **CO<sub>2</sub>-Intensität:** Wie hoch sind die Treibhausgasemissionen, die mit dem Einsatz der Technologie verbunden sind? Inwieweit trägt die Technologie zur Erreichung der Klimaziele bei oder steht diesen entgegen?
- **Beitrag zur Versorgungssicherheit:** In welchem Maß kann die Technologie gesicherte Leistung und Flexibilität bereitstellen – insbesondere in kritischen Versorgungssituationen

wie längeren Dunkelflauten? Ist sie in der Lage, auch über längere Zeiträume hinweg zuverlässig zur Stabilität des Stromsystems beizutragen?

- **Systemischer Zusatznutzen:** Welche zusätzlichen Beiträge leistet die Technologie über die reine Strombereitstellung – insbesondere in Dunkelflautensituationen hinaus – etwa zur Netzstabilität, zur Integration erneuerbarer Energien, zur Sektorenkopplung (z. B. Bereitstellung von Prozesswärme oder Wasserstoff) oder zur Entlastung kritischer Infrastrukturen?

Tabelle 1 Ausgewählte Technologieoptionen im Vergleich

								
	Reifegrad	Realisierungszeit	Investitionskosten	Betriebskosten	Ausbau-potenzial	CO <sub>2</sub> -Intensität	Beitrag zur Versorgungssicherheit*	Systemischer Zusatznutzen (Auswahl)
Offene Gasturbinen (Erdgas, Biomethan, SNG)	Sehr hoch – Bewährte Technik	Mittel – Einige Jahre für Planung und Bau	Niedrig – modulare Bauweise, keine Dampfturbine	Hoch – Niedriger Wirkungsgrad, Brennstoffabhängig	Hoch – aber begrenzt durch Fertigungskapazität	Hoch – auf Erdgasbasis, aber Brennstoffflexible	Sehr hoch – verlässliche Back-Up-Technologie	Reserveleistung, Schwarzstart Brennstoffflexible
Gas- und Dampfturbine (GuD) (Erdgas, Biomethan, SNG)	Sehr hoch – Bewährte Technik	Mittel – Einige Jahre für Planung und Bau	Mittel – höhere Investitionskosten durch Dampfturbine	Mittel – Effizient aber volatile Brennstoffkosten	Hoch – aber begrenzt durch Fertigungskapazität	Mittel – wenn erdgasbasiert, aber Brennstoffflexible	Sehr hoch – Effizient für mittelfristige Laufzeiten	Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Schwarzstart
GuD mit CCS	Mittel – Bisher keine Anwendung in DE Kraftwerken	Lang – CCS-Infrastruktur muss aufgebaut werden	Sehr hoch – Abscheidungstechnologie sehr teuer	Hoch – Zusätzliche Kosten für CO <sub>2</sub> Transport/Speicher	Mittel – Begrenzt durch CO <sub>2</sub> -Senken	Niedrig – ~90% weniger als ohne CCS	Potenziell hoch – Praktisch noch unklar	wie GuD, zudem BECCUS-Option
Offene Gasturbinen/GuD mit H <sub>2</sub>	Mittel – Testbetrieb noch kein großflächiger Einsatz	Mittel bis lang – H <sub>2</sub> -Infrastruktur im Aufbau	Etwas höher – Mehrkosten für H <sub>2</sub> -Aufbau	Hoch – H <sub>2</sub> aktuell als Brennstoff teuer	Hoch – aber begrenzt durch Fertigungskapazität	Null – Sofern H <sub>2</sub> aus erneuerbaren Quellen kommt	Sehr hoch – effektive Dunkelflauteabsicherung	wie GuD/OCGT und Aufnahme „Überschussstrom“
GuD-KWK (Turbinen)	Sehr hoch – Bewährte Technik	Mittel – Einige Jahre für Planung und Bau	Hoch – GuD plus Wärmeseite	Hoch – aber Wärmeerlöse, hoher Wirkungsgrad	Hoch – aber begrenzt durch Fertigungskapazität	Variiert – Brennstoffabhängig, aber ökologisch effizient	Sehr hoch – Planbar einsetzbar, wenn stromgeführt	Doppelnutzen Strom & Wärme
KWK/BHKW (Motoren)	Sehr hoch – Bewährte Technik	Kurz bis mittel – je nach Modulgröße wenige Monate	Mittel bis hoch – je nach Modulgröße	Hoch – aber Wärmeerlöse, hoher Wirkungsgrad	Hoch – aber begrenzt durch Fertigungskapazität	Variiert – Brennstoffabhängig, aber ökologisch effizient	Sehr hoch – Planbar einsetzbar, wenn stromgeführt	Doppelnutzen Strom & Wärme, Dezentralität
Biogas-BHKW-Anlagen	Sehr hoch – Bewährte Technik	Kurz bis Mittel – wenige Jahre für Planung und Bau	Hoch – Spezifische Kosten für Anlagen	Hoch – abhängig von Substratkosten	Mittel – Nachhaltige Biomasse limitiert, Überbau möglich	Nah null – Bei nachhaltiger Nutzung	Sehr hoch – Planbar einsetzbar	Doppelnutzen Strom & Wärme, Dezentralität, BECCUS-Option
Batteriespeicher (kurzzeitig)	Sehr hoch – Bewährte Technik	Kurz – Monate bis zu einem Jahr	Mittel – Stark fallend	Gering – Kaum variable Kosten	Hoch – Industriell skalierbar	Null – Im Betrieb keine Emissionen	Begrenzt – Für mehrere Tage nicht ausreichend	Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Schwarzstart
Batteriespeicher (langzeitig)	Niedrig – Noch keine wirtschaftliche Lösung	Lang – Vor 2030 Großanwendung unwahrscheinlich	Sehr hoch – Erfordern neue Batteriechemien	Moderat – aber kaum Erlöse durch geringe Zyklenzahl	Gering – Könnte aber stark steigen	Null – Im Betrieb keine Emissionen	Zukünftig hoch – Derzeitig noch gering	Emissionsfreie Langzeitreserve
Laufwasserkraftwerke	Sehr hoch – Bewährte Technik	Lang – Neubau großer Anlagen kaum möglich	Hoch – Wehre/Turbinen kapitalintensiv	Gering – Sehr langlebige Anlagen	Begrenzt – Potenzial fast erschöpft, Flexibilisierung möglich	Null – Betrieb emissionsfrei	Mäßig – konstante Grundlast	Stetige Erzeugung, Momentanreserve
Pumpspeicherkraftwerke	Sehr hoch – Bewährte Technik	Lang – Planung/Bau aufwändig	Hoch – Hohe Kosten von Infrastruktur	Gering – Langlebig, erfordert nur Wartung	Begrenzt – Erweiterungen kaum möglich	Null – Betriebsemissionen	Sehr hoch – Aktuell größte verfügbare Speichermöglichkeit	Netzstabilität, saubere Reserveleistung
Demand Side Management (DSM)	Mittel – Variiert stark & entwickelt sich dynamisch	Kurz – Sofort umsetzbar	Hoch – Unterbrechungen oder Verschiebungen	Gering – Oft sogar Einsparungen	Hoch – Industriell skalierbar, zudem EV und Wärmepumpen	Null – Im Betrieb keine Emissionen	Unterstützend – kann Engpässe abmildern	Frequenzhaltung, Lastmanagement

Hinweis: Die Tabelle stellt eine grobe Einschätzung einer unvollständigen Auswahl von Technologien dar, welche potenzielle einen Beitrag zur Überbrückung einer Dunkelflaute leisten können. Weder die Selektion der Technologien noch deren Einschätzung sollen einen Hinweis auf eine Technologiefestlegung „am Reißbrett“ geben. Im Gegenteil, die Übersicht soll illustrieren dass eine Vielzahl möglicher Technologien mit verschiedenen Vor- und Nachteilen existiert. Zudem sind dynamische Entwicklungen dieser und weiterer Technologien zu erwarten.

\* Bei der Beurteilung des „Beitrag zur Versorgungssicherheit“ fokussieren wir auf den verlässlichen Beitrag zur Überbrückung einer potenziellen Dunkelflaute.

In Tabelle 1 nehmen wir eine grobe Einordnung von ausgewählten Technologieoptionen vor, die derzeit als naheliegende Lösungen für eine effiziente und nachhaltige Versorgungssicherheit gelten. Die Aufstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern umfasst eine Auswahl von Technologien, die kurz- bis mittelfristig relevant sein dürften. Ein Marktdesign, das einen systemdienlichen Technologiemarkt ermöglicht, sollte flexibel genug sein, um auch langfristig auf neue Entwicklungen und technologische Innovationen reagieren zu können, aber auch verlässlich, um kapitalintensive Investitionen mit langen Lebensdauern zu ermöglichen.

Die qualitative Einordnung verschiedener Technologien zeigt, dass es keine einzelne „Silver Bullet“ gibt, um die Versorgungssicherheit in einem klimakompatiblen Stromsystem sowohl zuverlässig als auch wirtschaftlich abzusichern. Jede Technologie hat spezifische Stärken und Schwächen, die sich nur in Kombination optimal nutzen lassen. Dies sei nachfolgend anhand exemplarischer Technologien erläutert.

**Gaskraftwerke** sind eine bewährte Technologie und können flexibel große Energiemengen auch über längere Zeiträume bereitstellen (sofern die entsprechende Gasinfrastruktur vorhanden ist) und damit Versorgungslücken überbrücken. Gaskraftwerke werden bisher primär mit Erdgas betrieben, wodurch die Erzeugung vergleichsweise günstig aber mit CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden ist. Sie können jedoch bereits heute mit erneuerbar gewonnenem Methan (CH<sub>4</sub>) wie Biomethan oder synthetischem Methan (SNG) betrieben werden. Perspektivisch kann der Betrieb auf Wasserstoff umgestellt oder mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS) kombiniert werden, was ihnen einen hohen Optionswert für die Zukunft verleiht. Dies ist jedoch sowohl mit Investitionen der Umstellung als auch mit höheren variablen Erzeugungskosten aufgrund teurerer Brennstoffe (Wasserstoff, SNG, Biomethan) bzw. geringerer Wirkungsgrade (CCS) verbunden. Zu unterscheiden sind zudem:

- **Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)**, die höhere Wirkungsgrade aufweisen, weshalb sie grundsätzlich besonders gut für den Einsatz von teureren, CO<sub>2</sub>-freien Brennstoffen wie grünem Wasserstoff oder SNG geeignet sind – ebenso für eine Kombination mit CCS, da sich die Investitionen bei häufigeren Betriebsstunden besser amortisieren. Allerdings gehen sie mit höheren Investitionskosten einher, was die Wirtschaftlichkeit erschwert, wenn sie vor allem als Back-Up-Kraftwerke für seltene Ereignisse wie längere Dunkelflauten vorgehalten werden.
- **Offene Gasturbinen (OCGT)**, welche günstiger in der Anschaffung und sehr schnell einsatzfähig sind, jedoch mit höheren Betriebskosten aufgrund der geringeren Wirkungsgrade einhergehen. Diese Anlagen eignen sich entsprechend vor allem für kurzfristige, seltene Einsätze und bieten Vorteile bei der schnellen Bereitstellung gesicherter Leistung. Der Einsatz von CCS ist hier aufgrund geringer Laufzeiten wirtschaftlich herausfordernd.

Wird in Zeiten von hohem Stromdargebot von Wind und PV durch **Power-to-X-Anwendungen**<sup>11</sup> – insbesondere durch **Elektrolyse** – erzeugter erneuerbarer Wasserstoff oder SNG verwendet („Rückverstromung“), leisten diese Kraftwerke zudem einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien und können dadurch emissionsfrei betrieben werden.

**KWK- und BHKW-Anlagen** sind ökologisch effizient, weil sie gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und damit auch einen Beitrag zur Wärmewende leisten können. Dabei kann es sich sowohl um motorbasierte Systeme (z. B. Gasmotoren) als auch um Turbinenlösungen handeln. Ihre Flexibilität zur Bereitstellung von Strom kann jedoch aus betriebswirtschaftlichen Gründen eingeschränkt sein, wenn die Wärmenachfrage für Haushalte oder Industrie Vorrang hat und keine oder nur begrenzte Möglichkeiten zur Speicherung der Wärme bestehen. Eine Flexibilisierung ist jedoch möglich: Durch den Einsatz von Wärmespeichern (z. B. Pufferspeicher oder saisonale Speicher) kann die Wärme von der Stromerzeugung zeitlich entkoppelt werden. Auch der Einsatz hybrider Systeme – etwa durch Kombination mit Wärmepumpen oder Elektrodenkesseln – kann zur Flexibilisierung beitragen. Darüber hinaus lassen sich moderne KWK-Anlagen über intelligente Steuerungstechnik besser auf Strommarktsignale ausrichten und bei Bedarf stromgeführt betreiben, wenn die Wärme zwischengespeichert oder anderweitig genutzt werden kann. KWK-Anlagen können grundsätzlich auch ohne gleichzeitige Wärmenutzung betrieben werden und dann unter Wegfall der Wärmeerlöse flexibel Strom bereitstellen. Flexibilisierungsmaßnahmen erfordern gezielte Investitionen in Infrastruktur, Steuerungstechnik und Speicherlösungen, die nur unter geeigneten regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich tragfähig sind. Genau wie Gaskraftwerke sind sie brennstoffflexibel und können regenerative Energieträger wie Biomethan oder synthetische Gase (SNG) und perspektivisch auch Wasserstoff nutzen. Gasmotoren sind technologisch bereits heute in der Lage, vollständig mit Wasserstoff betrieben zu werden

**Biomasse- und Biogasanlagen** bieten eine verlässliche, netzdienliche und regional verfügbare gesicherte Leistung und tragen damit erheblich zur Versorgungssicherheit bei. Zudem kann der Brennstoff klimaneutral hergestellt werden, und bei zusätzlicher Nutzung von Carbon Capture and Storage or Usage (CCSU) können sogar Negativemissionen erreicht werden. Ihr Einsatz kann jedoch durch die Verfügbarkeit nachhaltiger Brennstoffe eingeschränkt sein, deren Erzeugung zudem landwirtschaftliche Flächen beanspruchen kann. Eine effizientere energetische Nutzung von organischen Abfällen (z.B. aus Restmüll) kann das Potenzial erhöhen ohne zusätzliche Flächen zu beanspruchen bzw. zu sehr in Konkurrenz zur Lebens- und Futtermittelproduktion zu stehen.

**Batterien (Kurzzeitspeicher)** sind schnell skalierbar, können bei Nutzung von erneuerbarem Strom emissionsfrei betrieben werden, sind vergleichsweise kostengünstig und tragen zur

---

<sup>11</sup> bezeichnet die Umwandlung von elektrischem Strom in andere Energieformen oder Stoffe, etwa Wasserstoff (Power-to-Gas), synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid) oder Wärme (Power-to-Heat). Im Stromsektor relevant sind insbesondere Power-to-Gas-Prozesse, die erneuerbaren Strom in speicherbare Moleküle wie Wasserstoff oder Methan umwandeln.

Glättung der Strompreise bei, indem sie Strom in Zeiten mit hoher Einspeisung und niedrigen Preisen aufnehmen und in Zeiten mit knapper Versorgung und hohen Preisen wieder abgeben. Ihre Schwäche liegt jedoch darin, dass jede einzelne Batterie bislang Energie nur über kurze Zeiträume von wenigen Stunden speichern kann. **Langfristige Energieverschiebungen** – z. B. über mehrere Tage oder Wochen – sind mit Batterien derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar. Batterielangzeitspeicher befinden sich noch in der Entwicklung und sind technologisch bislang kaum erprobt.

**Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke** sind bewährte und zuverlässige Technologien. Allerdings sind Laufwasserkraftwerke nur bedingt steuerbar und ihre Produktionskapazität abhängig von Wettereinflüssen (wenn auch deutlich weniger als Wind oder PV-Strom). Durch ihre stetige Einspeisung auf Verteilnetzebene gelten Laufwasserkraftwerke als systemdienlich – insbesondere für die Grundlastdeckung und Netzstabilität. In Verbindung mit Aquathermie können sie zudem einen Beitrag zur Wärmewende in urbanen Räumen leisten. Pumpspeicherkraftwerke können bedarfsgerecht gefahren werden, verfügen aber über vergleichsweise geringe Speicherkapazitäten, weshalb jedes einzelne Kraftwerk nur wenige Stunden Strom bei voller Leistung produzieren kann (in der Regel bis maximal 10 Stunden). Zudem stoßen beide Technologien aufgrund geografischer Voraussetzungen an enge Ausbaugrenzen und stehen daher nur in begrenztem Umfang für zusätzlichen Kapazitätsaufbau zur Verfügung.

Auch eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs – auch als **Demand Side Management (DSM)** bezeichnet – kann einen wichtigen Beitrag leisten, sowohl in Haushalten (z.B. Wärmepumpen und Elektroautos) als auch in Gewerbe und Industrie. Hier liegt unerschlossenes Potenzial, das allerdings oft heterogen verteilt, kleinteilig organisiert und nicht unbegrenzt verfügbar ist. Zudem kann eine Reduktion von Lasten teuer werden, z. B. wenn dadurch industrielle Prozesse eingeschränkt oder Wertschöpfung beeinträchtigt wird. DSM kann somit wertvoll sein, ist aber kein vollständiger Ersatz für gesicherte Erzeugungsleistung.

Die Versorgungssicherheit lässt sich am besten durch einen **ausgewogenen Technologiemix** gewährleisten, der die unterschiedlichen Eigenschaften und Stärken der einzelnen Optionen optimal kombiniert. Dieser Mix sollte sich möglichst im Wettbewerb unter fairen und technologieneutralen Rahmenbedingungen ergeben, damit der effizienteste und kostengünstigste Lösungsmix zum Zuge kommt – und das System flexibel auf neue technologische Entwicklungen reagieren kann. Insbesondere muss ein Mix genügend geeigneter Speicherlösungen für den steigenden Anteil erneuerbaren Stroms aus Wind- und Sonnenenergie enthalten. Nur so lässt sich eine klimaverträgliche Versorgungssicherheit auch langfristig stabil und wirtschaftlich gewährleisten.

Die **Potenziale** einzelner Technologien und Brennstoffe sind grundsätzlich relevant, um abzuschätzen, ob und in welchem Umfang sie zur Versorgungssicherheit beitragen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Beitrag zur gesicherten Leistung nicht nur von der installierten Kapazität, sondern auch von der tatsächlichen Verfügbarkeit im kritischen

Bedarfszeitpunkt abhängt.<sup>12</sup> Zudem sind Potenzialabschätzungen mit Unsicherheiten behaftet – z. B. im Hinblick auf technologische Reife, regulatorische Rahmenbedingungen, Ausbaugeschwindigkeit, Wertschöpfungsketten (z. B. Fertigungskapazitäten) und Brennstoffverfügbarkeit. Dennoch lassen sich Orientierungswerte formulieren, die zeigen, dass eine Reihe von Technologien das Potenzial haben, einen relevanten Beitrag zur Versorgungssicherheit im Rahmen einer Kraftwerksstrategie beitragen zu können:

### Erzeugungseinheiten:

- **Fertigungskapazitäten für KWK-Anlagen (Motoren und Turbinen)** in Deutschland werden gemäß Branchenangaben auf rund **6 GW pro Jahr** beziffert.<sup>13</sup> Das tatsächlich nutzbare Potenzial für den deutschen Markt hängt maßgeblich davon ab, in welchem Umfang diese Kapazitäten auch verfügbar sind – etwa in Abhängigkeit von bereits vergebenen Produktionsvolumina, z. B. durch bestehende (internationale) Aufträge. Ein signifikanter Leistungszubau dezentraler KWK-Anlagen in der Größenordnung erscheint dennoch realistisch, zumal zusätzlich auch Anlagen aus dem Ausland bezogen werden könnten.<sup>14</sup>
- Diese Fertigungskapazitäten bieten das Potenzial für eine gezielte **Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen**. So können durch den **Überbau bestehender Biogas-BHKW** – etwa durch zusätzliche Module, Speicher und Steuerungstechnik – bis 2030 bis zu **6 GW** gesicherte Leistung zusätzlich bereitgestellt werden. In Verbindung mit einer Reduktion der Volllaststunden wäre dafür **keine zusätzliche Biomasse** notwendig. Mittel- bis langfristig sind durch systematische Flexibilisierung und Streckung der Einsatzstoffe (bzw. Reduktion der Volllaststunden) sogar **Potenziale von bis zu 24 GW installierter Leistung 2045** erschließbar.<sup>15</sup>

---

<sup>12</sup> In Kapazitätsmärkten, die auf die Absicherung konkreter Versorgungssicherheitsrisiken wie etwa Dunkelflauten ausgelegt werden – erfolgt die Bewertung von Technologien anhand sogenannter *De-Rating-Faktoren*. Diese geben an, welchen Anteil ihrer installierten Leistung eine Technologie unter Normal Szenarien voraussichtlich zur Lastdeckung in einer Stresssituation beitragen kann. Hier spielt u.a. auch die Länge der Stresssituation, (sind es Stunden, Tage oder Wochen) eine wichtige Rolle. Deshalb variieren De-Rating-Faktoren je nach Technologie und Systemkontext erheblich: Während thermische Kraftwerke, einschließlich KWK-Anlagen, typischerweise mit Faktoren von 90–95 % bewertet werden, schwanken die Werte bei Batteriespeichern deutlich. So erhalten beispielsweise 4-Stunden-Batterien im britischen Kapazitätsmarkt einen De-Rating-Faktor von rund 30 %, im polnischen hingegen 95 % – was auf unterschiedliche Versorgungssicherheitsprobleme zurückzuführen ist.

<sup>13</sup> Siehe z. B. Branchenverbands BKWK, Wie der Ausbau des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) die Kraftwerksstrategie ergänzen könnte, o. D., verfügbar unter: <https://www.bkwk.de/aktuelles/wie-der-ausbau-des-kraft-waerme-kopplungsgesetz-kwkg-die-kraftwerksstrategie-ergaenzen-koennte/>

<sup>14</sup> Laut Angaben des Branchenverbands BKWK wäre ein Zubau von bis zu 15 GW KWK-Leistung bis 2030 technisch realisierbar gewesen (Stand: Februar 2024). Angesichts des seither verstrichenen Zeitraums sowie möglicher Verbindungen von Fertigungskapazitäten für internationale Projekte erscheint jedoch eine konservativere Einschätzung des realistisch kurzfristig verfügbaren Potenzials angezeigt. Siehe z. B. BKWK, *KWK und Kraftwerksstrategie: Branche wünscht sich schnelle KWKG-Novellierung zur Abdeckung zusätzlich benötigter Kraftwerksleistung*, Februar 2024, verfügbar unter: <https://www.bkwk.de/aktuelles/kwk-und-kraftwerksstrategie-branche-wuenscht-sich-schnelle-kwkg-novellierung-zur-abdeckung-zusaetzlich-benoetigter-kraftwerksleistung/>

<sup>15</sup> Gemäß Angaben des Fachverbands Biogas kann durch den Überbau bestehender Biogasanlagen bei gleichbleibendem Einsatz von Substraten eine deutliche Erhöhung der installierten Leistung erzielt werden. Dies geht mit einer gezielten

- Darüber hinaus kann die **Verfügbarkeit von Bioenergie** durch bislang ungenutzte Potenziale aus Abfall- und Reststoffen erhöht werden – ohne zusätzlichen Flächenbedarf. Während im Jahr 2023 rund 89 TWh Biogas inklusive Biomethan erzeugt wurden<sup>16</sup>, besteht ein Potenzial von bis zu 100 TWh pro Jahr<sup>17</sup>. Die daraus zusätzlich erschließbaren 11 TWh (Roh)-Biogas können gezielt zur Stromerzeugung in flexiblen Biogasanlagen eingesetzt werden. Je nach unterstellter Volllaststundenzahl (zwischen 3.000 und 1.000 VLH) lassen sich so zwischen **2 und 5 GW<sup>18</sup> zusätzliche gesicherte Leistung an BHKW** bereitstellen – vollständig basierend auf einem regenerativen Energieträger und ohne zusätzlichen Flächenbedarf.
- Alternativ zur direkten Nutzung in Biogasanlagen kann Bioenergie auch in veredelter Form als **Biomethan** in das Erdgasnetz eingespeist und so anschließend auch in Gasturbinen – etwa in **Großkraftwerken oder KWK-Anlagen** – zur Stromerzeugung genutzt werden. Gasturbinen sollen im Rahmen der Kraftwerksstrategie eine relevant Rolle bei der Bereitstellung gesicherter Leistung spielen. Allerdings zeichnet sich bereits heute ab, dass die verfügbare Fertigungskapazität die zeitnahe Bereitstellung von Gasturbinen erschweren könnte – nicht zuletzt aufgrund voller Auftragsbücher infolge hoher internationaler Nachfrage.<sup>19</sup> Eine genaue Abschätzung ist schwierig, da einzelne Marktakteure durch Vorverträge oder Reservierungen bereits Zugriff auf Produktionskapazitäten gesichert haben könnten. Dennoch rechnen erste Unternehmen damit, dass erste Gaskraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie trotz frühzeitiger Vorkehrungen voraussichtlich nicht vor 2031/2032 ans Netz gehen können.<sup>20</sup>

### Speicher und Flexibilisierung der Nachfrage

- Kurzfristig verfügbare Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Lastverschiebung stehen in der Regel nur über wenige Stunden zur Verfügung und eignen sich daher nicht zur

---

Reduktion der durchschnittlichen Volllaststunden von 5.740 h (2023) auf 2.920 h im Jahr 2030 und 1.460 h im Jahr 2045 einher. Siehe z. B. Fachverband Biogas, *Flexible Biogasanlagen als Element der Kraftwerksstrategie*, 13.02.2024, verfügbar unter: <https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/politik/2024-02-13-FvB-Flexible-Biogasanlagen-als-Element-der-KWS.pdf>

<sup>16</sup> Gemäß Angaben des Fachverbands Biogas kann durch den Überbau bestehender Anlagen bei konstantem Substratinput eine signifikante Erhöhung der installierten Leistung erreicht werden. Dies geht mit einer Reduktion der durchschnittlichen Volllaststunden von 5.740 Stunden im Jahr 2023 auf 2.920 Stunden im Jahr 2030 und 1.460 Stunden im Jahr 2045 einher. Siehe z. B. Fachverband Biogas, *Flexible Biogasanlagen als Element der Kraftwerksstrategie*, 13.02.2024, verfügbar unter: <https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/politik/2024-02-13-FvB-Flexible-Biogasanlagen-als-Element-der-KWS.pdf>.

<sup>17</sup> Siehe z. B. BDEW, 10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung, 20.06.2022, verfügbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/2022-06-20\\_10-Punkte\\_f%C3%BCr\\_eine\\_Beschleunigung\\_der\\_Biomethaneinspeisung\\_final.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2022-06-20_10-Punkte_f%C3%BCr_eine_Beschleunigung_der_Biomethaneinspeisung_final.pdf)

<sup>18</sup> Je nach Anzahl unterstellter Volllaststunden (variiert zwischen 3000 und 1000 VLH)

<sup>19</sup> Siehe z. B. Gasturbinehub, *The growing backlog of gas turbine orders – implications for customers*, o. D., verfügbar unter: [https://gasturbinehub.com/the-growing-backlog-of-gas-turbine-orders-implications-for-customers/?utm\\_source=chatgpt.com](https://gasturbinehub.com/the-growing-backlog-of-gas-turbine-orders-implications-for-customers/?utm_source=chatgpt.com)

<sup>20</sup> Siehe z. B. Energate, *Reiches Kraftwerkspläne drohen zu scheitern*, 23.07.2025, verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/254548/reiches-kraftwerksplaene-drohen-zu-scheitern>

Überbrückung längerer Dunkelflauten. In absoluten Engpasssituationen – insbesondere in Stunden mit besonders hoher Residuallast – können sie jedoch gezielt zur Entlastung des Systems beitragen und kurzfristige Versorgungsengpässe abfedern.

- **Flexibilisierung der Wasserkraft:** Durch eine gezielte, dynamische Stauraumbewirtschaftung von Laufwasserkraftwerken könnten technisch kurzfristig zusätzliche 1–2 GW an Flexibilität insbesondere zur Bereitstellung von Primär- und Sekundärreserveleistung erschlossen werden. Bei Nutzung der noch erschließbaren Potenziale – etwa durch die Reaktivierung und Modernisierung bestehender Standorte sowie ausgewählte gewässerökologisch vertretbare Ausbaumaßnahmen – könnte die Wasserkraft perspektivisch zusätzliche 3–3,5 GW an Flexibilitätsleistung bereitstellen.<sup>21</sup>
- Durch den Ausbau von Batteriespeichern kann zusätzlich Flexibilität bereitgestellt werden: Bis 2030 könnten zwischen 15 und 24 GW an stationären **Großbatteriespeichern** in Deutschland zugebaut werden.<sup>22</sup> Darüber hinaus können auch Batterielangzeitspeicher einen relevanten Beitrag leisten, wenn die zugrunde liegenden Technologien bis dahin ausreichend ausgereift und wirtschaftlich einsetzbar sind.
- **Demand Side Management (DSM)** in Industrie sowie im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) werden je nach Annahme Potenziale im Bereich von rund 6<sup>23</sup> bis 21<sup>24</sup> GW diskutiert – für das Jahr 2030 beziehungsweise perspektivisch bis 2045. Darüber hinaus bestehen weitere Flexibilitätsoptionen auf der Verbrauchsseite, insbesondere durch das flexible Laden von Elektrofahrzeugen, den Einsatz von Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anwendungen.

Insgesamt zeigt sich, dass insbesondere durch den Ausbau und die Flexibilisierung von KWK-Anlagen sowie die gezielte Weiterentwicklung der Bioenergie – etwa durch den Überbau bestehender Biogas-BHKW, eine Reduktion der Volllaststunden und die verstärkte Nutzung von Abfall- und Reststoffen – bereits bis 2030 und darüber hinaus substantielle Beiträge zur Bereitstellung gesicherter Leistung geleistet werden können. **Perspektivisch lassen sich hier Potenziale im zweistelligen GW-Bereich erschließen.** Diese können neben Gasturbinen bei der Bereitstellung der Versorgungssicherheit eine Rolle spielen. Flankierend können kurzfristig verfügbare Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Demand Side Management oder flexible Wasserkraft in Stunden mit besonders hoher Residuallast zur Stabilisierung des Systems beitragen.

---

<sup>21</sup> Siehe z. B. Bundestags-Lobbyregister, Stellungnahme Gutachten SG2406200084, o. D., verfügbar unter: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/b7/98/301654/Stellungnahme-Gutachten-SG2406200084.pdf>

<sup>22</sup> Siehe z. B. Frontier Economics, Wert von BESS im deutschen Stromsystem – Final Report, 2024, verfügbar unter: [https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpulf/frontier-economics\\_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem\\_-final-report.pdf](https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpulf/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf)

<sup>23</sup> Siehe z. B. Ariadne-Projekt, Analyse: Flexibilität im zukünftigen Stromsystem, Februar 2024, verfügbar unter: [https://ariadneprojekt.de/media/2024/02/Ariadne-Analyse\\_FlexibilitatStromsystem\\_Februar2024.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2024/02/Ariadne-Analyse_FlexibilitatStromsystem_Februar2024.pdf)

<sup>24</sup> Siehe z. B. Aurora Energy Research, Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, April 2025

## 4. Kurzfristige Ausschreibung von Gaskraftwerken technologieutral umsetzen und auf Minimum begrenzen

Im Rahmen von Kapitel 2 wurde ausgeführt, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland zunehmend (auch bereits in der Kurz- und Mittelfrist) unter Druck gerät und zur Überbrückung von Dunkelflauten zusätzliche gesicherte Leistung erforderlich ist. Kapitel 3 hat verdeutlicht, dass hierfür verschiedene Technologien mit Stärken und Schwächen zur Verfügung stehen, die nicht nur zur Versorgungssicherheit beitragen, sondern darüber hinaus systemische Zusatznutzen bieten können.

Grundsätzlich führt ein fairer Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Technologien zu einem systemdienlichen und kosteneffizienten Technologiemix. Gaskraftwerke werden dabei – wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben – voraussichtlich eine relevante Rolle spielen. Wie viel gesicherte Leistung in Form von Gaskraftwerken, insbesondere als Back-Up für die Überbrückung von Dunkelflauten, erforderlich ist, ist mit Unsicherheit behaftet. Der konkrete Bedarf hängt von zahlreichen Faktoren ab, unter anderem von der Entwicklung der Stromnachfrage – hier speziell der Elektrifizierung der Industrie, Wärme, Verkehr und auch dem Ausbau von Rechenleistung – , der Verfügbarkeit und Kostenentwicklung konkurrierender Technologien und von Importkapazitäten. Die effiziente Menge bildet sich grundsätzlich am besten im technologieutralen Wettbewerb heraus.

### Kurzfristige Ausschreibungen von Gaskraftwerken technologieutral durchführen

Mit den im Rahmen einer Kraftwerksstrategie des BMW-E geplanten kurzfristigen Ausschreibungen sollen jedoch explizit nicht mehr als 5 bis maximal 10 GW Gaskraftwerkskapazität angereizt werden. Eine solche Technologiefokussierung ist – abweichend vom Paradigma der Technologieutralität – in diesem Fall aus unserer Sicht allerdings grundsätzlich nachvollziehbar:

- **Ausgereifte skalierbare Technologie zur Adressierung von Dunkelflauten** – Nach aktuellem Stand sind Gaskraftwerke eine zentrale, technisch ausgereifte, kommerziell verfügbare Technologie, die in der Lage ist, über mehrere Tage oder Wochen gesicherte Leistung bereitzustellen. Andere Technologien wie Batterien, DSM oder Pumpspeicher leisten ebenfalls im Stundenbereich einen relevanten Beitrag, sind für längere Perioden entweder technisch (noch) nicht geeignet, kurzfristig nur begrenzt ausbaubar bzw. in die Stromnetze integrierbar oder deutlich teurer.
- **Vorlaufzeit von etwa 4 bis 6 Jahren erfordert zügiges Handeln** – Der Bau eines neuen Gaskraftwerks dauert inklusive Planung, Genehmigungsverfahren, Bestellung und eigentlicher Errichtung zwischen etwa vier und sechs Jahren. Um eine Absicherung des für 2030 angestrebten Kohleausstieg zu gewährleisten, müssten Investitionsentscheidungen in neue Gaskraftwerke also sehr kurzfristig getroffen werden.

- **Rein marktliche Investitionen in Gaskraftwerke nicht zu erwarten** – Ohne eine explizite Beanreizung durch Kapazitätszahlungen und/oder Betriebszuschüsse im Rahmen von Ausschreibungen, wie im Zuge der Kraftwerksstrategie vorgesehen, ist aus folgenden Gründen nicht von rein marktgetriebenen Investitionen in neue Gaskraftwerke auszugehen<sup>25</sup>:
  - **Regulatorische Unsicherheit der Zulässigkeit von Knappheitspreisen:** Das deutsche Marktdesign basiert auf dem sogenannten „Energy-Only“-Prinzip. Dies bedeutet, dass Investoren ihre Investitionen im Wesentlichen aus dem Verkauf von Strom amortisieren müssen. Dies erfolgt im Fall von „Back-up“-Kraftwerken, im Wesentlichen in Situationen mit knappem Angebot und entsprechend hohen Strompreisen bzw. Strompreisspitzen. Um Investitionen in Back-up-Kraftwerke amortisieren zu können, müssten sich Investoren darauf verlassen können, dass in Zeiten von Stromknappheit entsprechende Knappheitspreise zugelassen werden. War dies schon immer eine Sorge von Investoren hat spätestens die während der Energiekrise 2022/23 eingeführte Abschöpfung von „Überschusserlösen“ das Vertrauen in die Verlässlichkeit solcher Preissignale nachhaltig beschädigt.
  - **Politische Unsicherheit über zukünftiges Marktdesign:** Spätestens mit der Ankündigung einer Kraftwerksstrategie und der möglichen Einführung eines technologieneutralen Kapazitätsmechanismus sind signifikante Änderungen des Strommarktdesigns in Deutschland wahrscheinlich, welche mit einer Reduktion der Großhandelsstrompreise einhergehen würden. Auch die laufenden Diskussionen über eine mögliche Teilung der einheitlichen Strompreiszone sorgen für zusätzliche Unsicherheit.

Ziel der kurzfristigen Ausschreibung ist es, zügig zusätzliche gesicherte Leistung zur Stärkung der Versorgungssicherheit bereitzustellen. Dabei sollten auch kleinere Anlagen berücksichtigt werden, indem das Ausschreibungsdesign bereits ab kleineren Leistungsgrößen (z. B. 0,5 bis 1 MW) geöffnet wird. Dies ermöglicht eine breitere Beteiligung unterschiedlicher Akteursgruppen und kann zu einer dezentraleren Struktur der gesicherten Leistung beitragen, was potenziell auch netzentlastende Effekte haben kann.

Die durch politische und regulatorische Unsicherheiten ausgelöste Zurückhaltung bei Investitionen („Investitionsattentismus“) in Gaskraftwerke erfordert entsprechende Maßnahmen, wenn vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2030 neue Gaskraftwerke entstehen sollen, um die Sicherheit der Stromversorgung auch während potenzieller Dunkelflauten zu gewährleisten. Die vom BMWFJ angedachten kurzfristigen Ausschreibungen von Gaskraftwerken sind diesbezüglich im Grundsatz als nachvollziehbar einzuschätzen.

---

<sup>25</sup> Siehe hierzu z.B. Frontier Economics (2024), Kombierter Kapazitätsmarkt – Eine Analyse der Vor- und Nachteile, Studie für EnBW und RWE, <https://www.frontier-economics.com/media/hqiv3hf/frontier-economics-kurzstudie-zum-kombierten-kapazitaetsmarkt-14-11-2024-stc.pdf> oder Frontier Economics (2025), Einbindung von dezentraler Flexibilität in einen Integrierten Kapazitätsmarkt, <https://www.frontier-economics.com/media/yhoparih/frontier-economics-kurzstudie-fuer-bdew-zu-flexibilitaet-im-ikm-2025-03-15-stc.pdf>, Studie für den BDEW.

## Dimensionierung der Ausschreibungen ist jedoch mit Bedacht vorzunehmen

Die auszuschreibende Leistung sollte dabei mit Bedacht festgelegt werden, da weiterhin erhebliche Unsicherheiten über den tatsächlichen zukünftigen Bedarf bestehen. Auch wenn eine detaillierte Bedarfsermittlung nicht Teil dieser Studie ist, erscheint eine Ausschreibungsmenge von 5-10 GW grundsätzlich plausibel:

- Ein Zubau von lediglich 2,5 GW Gaskraftwerken bis 2030 reicht nach den Ergebnissen des ERAA 2024 nicht aus, um den deutschen Versorgungssicherheitsstandard von 2,77 LOLE-Stunden pro Jahr einzuhalten (siehe Kapitel 2).
- Eine beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission setzt eine fundierte Bedarfsbegründung voraus. Der Entwurf der Kraftwerksstrategie der vorherigen Bundesregierung sah bereits Ausschreibungen von bis zu 12,5 GW vor, davon 5 GW explizit als Versorgungssicherheitsinstrument. Diese Größenordnung wurde im Rahmen der beihilferechtlichen Vorabstimmung nach den Vorgaben der EU-Beihilfeleitlinien für Klima, Umwelt und Energie (KUEBLL) bereits mit der Kommission adressiert. Der Bedarf für die Ausschreibung dieser 5 GW gilt damit als beihilferechtlich plausibilisiert.
- Die im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA genannte Bedarfsbandbreite von 17 bis 21 GW basiert auf Annahmen wie einem Stromverbrauch von bis zu 750 TWh im Jahr 2030. Jüngere Studien gehen jedoch von einer niedrigeren Stromnachfrage infolge einer langsameren Elektrifizierung in Sektoren wie Industrie, Mobilität und Wärme aus. Dies spricht tendenziell für einen geringeren kurzfristigen Bedarf an neuer gesicherter Leistung an Gaskraftwerken (siehe Kapitel 2). Der Umbau des Stromsystems wird dadurch nicht in Frage gestellt, vielmehr eröffnet der gewonnene zeitliche Spielraum die Möglichkeit, technologieoffene, marktbasierende und langfristig effizientere Lösungen zu entwickeln und in einem passenden Rahmen zu implementieren.

Technologiespezifische Ausschreibungen von Gaskraftwerken sind daher aus unserer Sicht vertretbar – allerdings nur im Umfang einer vorsichtig bemessenen Menge. Vor diesem Hintergrund erscheint es nachvollziehbar, sich zunächst an dem Mengengerüst der Kraftwerksstrategie der vorherigen Bundesregierung zu orientieren, das bereits beihilferechtlich mit der Europäischen Kommission vorverhandelt wurde. Eine Ausschreibungsmenge von 5 bis 10 GW für reine Gaskraftwerke ist vor diesem Hintergrund plausibel und sachlich begründbar. Wichtig ist zudem, dass das Ausschreibungsdesign technologieoffen innerhalb der Kategorie Gaskraftwerke ausgestaltet wird – etwa durch eine geeignete Mindestgebotsgröße –, sodass auch kleinere, dezentrale Anlagen wie Gasmotoren berücksichtigt werden können, die durch ihre Dezentralität und ihre verhältnismäßig schnelle Realisierbarkeit<sup>26</sup> einen frühzeitigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

---

<sup>26</sup> Ein Beispiel für die schnelle Bereitstellung dezentraler Einheiten zeigt der Wiederaufbau in der Ukraine: Innerhalb eines Jahres wurden rund 2 GW mobile Strom- und Wärmeanlagen bereitgestellt. Siehe z. B. energate messenger+, „Bei Kraftwerken braucht es keine Gesetzesakrobatik“, 04.06.2024, verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/254062/bei-kraftwerken-braucht-es-keine-gesetzesakrobatik>

## 5. Eine weitergehende technologische Vorfestlegung auf bis zu 20 GW Kraftwerkskapazität birgt erhebliche Risiken

Wie in Kapitel 4 dargelegt, sind kurzfristige, technologiespezifische Ausschreibungen von 5 bis 10 GW Gaskraftwerken vertretbar – vorausgesetzt, sie sind maßvoll dimensioniert und innerhalb des Segments möglichst technologieneutral ausgestaltet. Eine darüberhinausgehende Vorfestlegung auf Gaskraftwerke sollte jedoch vermieden werden. Vielmehr sollte der weitere Ausbau gesicherter Leistung zum derzeitigen Zeitpunkt technologieneutral erfolgen, um die Vielfalt verfügbarer Technologien gezielt zu nutzen und Flexibilität im zukünftigen Stromsystem zu gewährleisten.

Denn oberhalb der kurzfristig notwendigen Menge ist der tatsächliche Bedarf an gesicherter Leistung und speziell an Gaskraftwerken mit Unsicherheiten behaftet: Die Entwicklung der Stromnachfrage, das Tempo der Elektrifizierung, die Integration von Flexibilitätsoptionen sowie Fortschritte bei Importinfrastruktur, Speichern oder Power-to-X-Anwendungen sind kaum vorhersehbar. Vor diesem Hintergrund sollte eine zielführende und effiziente Energiepolitik nicht frühzeitig und einseitig auf eine Technologie festlegen, sondern offen für unterschiedliche Lösungen bleiben.

Ein technologieneutraler Ansatz bietet die Chance, das Potenzial unterschiedlichster Technologien besser auszuschöpfen. Dazu zählen unter anderem:

- dezentrale Lösungen wie KWK oder Hybridanlagen, die sich dynamisch an regionale Bedarfe anpassen lassen und dezentral einen optimierten Netzausbau ermöglichen.
- flexible Bioenergie, die wetterunabhängig Strom erzeugen kann und deren Bereitstellung durch effiziente Nutzung von Rest- und Abfallstoffen erhöht werden kann,
- Power-to-X-Anwendungen, die überschüssige Erneuerbare effizient in speicherbare Energieträger umwandeln, und als H<sub>2</sub> oder SNG rückverstromt werden können und so ein effiziente Nutzung von Erneuerbaren Energien ermöglichen,
- DSM und Kurzfristspeicher wie Batteriesysteme leisten gemeinsam wichtige Beiträge zur kurzfristigen Systemstabilität, insbesondere bei der Glättung von Lastspitzen, der Frequenzhaltung sowie der besseren Nutzung volatiler Erzeugung. Ihr Potenzial liegt vor allem im Stunden- bis Tagesbereich.

Diese Technologien verfügen – jeweils mit spezifischen Stärken und Einschränkungen – über substantielle systemische Potenziale. Ein technologieneutraler Ansatz stellt sicher, dass keine Option frühzeitig ausgeschlossen wird, sondern sich die effizientesten Lösungen im Wettbewerb durchsetzen können. Zugleich ermöglicht er die systematische Nutzung bislang ungenutzter erneuerbarer Stromüberschüsse, insbesondere durch deren Umwandlung in Wasserstoff. Auf diese Weise bleibt das Stromsystem nicht nur anpassungsfähig und wirtschaftlich tragfähig, sondern kann auch zukünftige technologische Entwicklungen – etwa im Bereich innovativer Langzeitspeicher wie Redox-Flow-Systeme, Druckluftspeicher oder Brennstoffzellen – frühzeitig berücksichtigen und integrieren.

Auch unter wirtschaftlichen und regulatorischen Gesichtspunkten spricht vieles für Technologieneutralität: Ein offener Wettbewerb schafft Anreize für Innovation, fördert kosteneffiziente Lösungen und ermöglicht eine breitere Beteiligung – auch von kleinen, dezentralen Akteuren. Zudem fordern die EU-Beihilfeleitlinien für Klima, Umwelt und Energie (KUEBLL) explizit Technologieneutralität und Nichtdiskriminierung als Voraussetzung für beihilferechtliche Genehmigungen. Ein technologieneutraler Mechanismus ist daher nicht nur wirtschaftlich sinnvoll, sondern auch europarechtlich geboten.

Hinzu kommt: Während die kurzfristige Ausschreibung von 5 bis 10 GW zügig umgesetzt und notifiziert werden kann, würde eine großvolumige Erweiterung auf bis zu 20 GW deutlich aufwendigere Genehmigungsprozesse nach sich ziehen – verbunden mit dem Risiko von Verzögerungen bzw. Ablehnung durch die Kommission. Ein gestuftes, offenes Vorgehen schafft hier die nötige Handlungsfähigkeit und bleibt gleichzeitig anschlussfähig an zukünftige Marktentwicklungen.

Die Herausforderungen der Versorgungssicherheit lassen sich nicht mit einer einzelnen Technologie lösen – sie erfordern eine koordinierte und flexible Kombination verschiedener Ansätze. Ein technologieneutraler Mechanismus ermöglicht es, unterschiedliche Optionen fair zu bewerten und den effizientesten Mix für das Gesamtsystem zu identifizieren. Gaskraftwerke können darin eine wichtige Rolle spielen – aber nicht exklusiv, sondern im Wettbewerb mit anderen Technologien. Sollten sich hier im Wettbewerb der Technologien weitere Gaskraftwerke als effiziente Technologieoption durchsetzen, stiege die installierte Leistung der Gaskraftwerke über die 5-10 GW aus der Kraftwerksstrategie hinaus an. So entsteht ein zukunftsfähiger und resilienter Beitrag zur Versorgungssicherheit in einem zunehmend klimaneutralen Stromsystem.

### **Fazit: Technologieneutralität und Vielfalt als Basis für gesicherte Leistung**

Gesicherte Leistung bleibt auch in einem klimaneutralen Stromsystem unverzichtbar – insbesondere zur Überbrückung längerer Phasen mit geringer Einspeisung aus Wind- und Solarenergie. Dabei ist es nicht erforderlich, diese Leistung ausschließlich durch zentrale Gaskraftwerke bereitzustellen. Auch dezentrale Technologien wie KWK/BHKW können einen substanziellen Beitrag leisten. Sie zeichnen sich durch ihre Dezentralität und damit Potenzial für einen optimierten Netzausbau, kurze Realisierungszeiten und hohe Effizienz infolge der gleichzeitigen Bereitstellung von Strom und Wärme aus. Durch gezielte Flexibilisierungsmaßnahmen – etwa über den Einsatz von Wärmespeichern oder hybriden Systemen – können sie bedarfsorientiert betrieben werden. Das inländische Fertigungspotenzial für KWK-Motoren und -Turbinen wird auf rund 6 GW pro Jahr geschätzt und bietet damit ein nennenswertes Ausbaupotenzial.

Diese Kapazität kann insbesondere im Bereich der Bioenergie zur Hebung bislang ungenutzter Potenziale beitragen. So lässt sich durch den Überbau bestehender Biogas-BHKW – etwa durch zusätzliche Module, Steuerungstechnik und Speichersysteme – ein signifikanter Leistungszuwachs von 6 bis 24 GW erzielen, ohne dass dafür zusätzlicher Biomasseeinsatz

erforderlich wäre. Ergänzend kann durch die verstärkte Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe das verfügbare Brennstoffpotenzial erhöht werden. Je nach Betriebsweise lassen sich daraus weitere 2 bis 5 GW an gesicherter Leistung erschließen – ohne Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- oder Futtermittelproduktion.

Eine erste kurzfristige Ausschreibung für Gaskraftwerke im Umfang von 5 bis 10 GW erscheint vor dem Hintergrund der beschriebenen Herausforderungen und der erforderlichen Vorlaufzeiten für Planung und Bau neuer Anlagen als nachvollziehbar und angemessen. Ausgestaltung und Design der Ausschreibung sollten jedoch so gewählt werden, dass unterschiedliche Anlagengrößen und Betreiberkonzepte – einschließlich dezentraler Erzeugungseinheiten – berücksichtigt werden können. Eine zu hohe Mindestgebotsgröße oder ein ausschließlich auf Großturbinen zugeschnittenes Ausschreibungsformat könnte potenziell effiziente, systemdienliche Beiträge aus dem Mittel- und Kleinanlagensegment wie beispielsweise Gasmotoren strukturell benachteiligen und so zu einer einseitigen Technologiestruktur führen.

Der fortgesetzte Ausbau erneuerbarer Energien ist zentral für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Dabei sollte die volkswirtschaftlich sinnvoll nutzbare überschüssige Erzeugung aus Wind und Sonne gezielt in Speichersysteme überführt werden – sei es durch Batteriespeicher im Kurzfristbereich oder durch die Umwandlung in grüne Gase wie Wasserstoff oder Methan im Langfristbereich.



Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.