

The background image shows a landscape with several white wind turbines in the foreground and a large industrial facility with multiple tall chimneys and complex piping in the middle ground. The sky is clear and blue. The bottom half of the image is a solid green color.

**Greenpeace
ist finanziell
unabhängig von
Politik und
Wirtschaft**

FLEXIBILITÄT STATT FOSSILES GAS

Studie zur Lastabdeckung und Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien

[greenpeace.de](https://www.greenpeace.de)

GREENPEACE

Flexibilität statt fossiles Gas

**Studie zur Lastabdeckung und Versorgungssicherheit in
einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von
fluktuierenden erneuerbaren Energien**

Autor:innen:

Dr. Stefan Thomas, Christine Krüger, Frank Merten,
Birte Schnurr, Felix Suerkemper, Florin Vondung

Erstellt von:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Bericht vom 17. März 2026

Im Auftrag von Greenpeace e.V.

Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace arbeitet international und kämpft mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Rund 620.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

Impressum

Greenpeace e.V. Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 **Pressestelle** T 040 30618-340, F 040 30618-340, presse@greenpeace.de, greenpeace.de **Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19–20, 10117 Berlin, T 030 308899-0 **V.i.S.d.P.** Anike Peters **Autor:innen** Dr. Stefan Thomas, Christine Krüger, Frank Merten, Birte Schnurr, Felix Suerkemper, Florin Vondung **Gestaltung** Henning Thomas **Titel / Cover** Jochen Tack / dpa / pa **Stand** 05/2026

Vorwort

Wie Energiesicherheit auch ohne neue fossile Gaskraftwerke gelingt

Wir befinden uns an einem kritischen Punkt der deutschen Energiewende. Während die Bundesregierung mit Wirtschaftsministerin Katherina Reiche und ihrer Kraftwerksstrategie einseitig auf neue Gaskraftwerke setzt, stellt sich eine fundamentale Frage: Bauen wir hier wirklich die Brücke in ein klimaneutrales Zeitalter – oder zementieren wir für weitere Jahrzehnte eine fossile Abhängigkeit, die uns sowohl ökologisch als auch ökonomisch teuer zu stehen kommt?

Die vorliegende Studie des Wuppertal-Instituts entlarvt das Narrativ der „alternativlosen“ Gaskraftwerke als Mythos. Sie belegt schwarz auf weiß, dass wir keine neuen fossilen Kraftwerke für den Regelbetrieb benötigen, wenn wir stattdessen auf **Flexibilität und Effizienz** setzen.

Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind ein klarer Auftrag an die Politik

- 1. Flexibilität zuerst:** Bevor wir Milliarden in neue Gaskraftwerke investieren, müssen Energieeffizienz und die systematische Verringerung der Jahreshöchstlast Priorität haben. Jedes Megawatt, das wir nicht erzeugen müssen, ist der günstigste und sauberste Beitrag zur Versorgungssicherheit.
- 2. Backup statt Dauerbetrieb:** Neue Kapazitäten dürfen ausschließlich als nachrangige Backup-Optionen zum Einsatz kommen. Ein Weiter-so im fossilen Regelbetrieb ist weder notwendig noch sinnvoll.
- 3. Klimaschutz geht vor:** Wo Backup-Leistung unverzichtbar ist, müssen flexible Biogas-Anlagen und grüner Wasserstoff die Basis bilden. Der Neubau von Kraftwerken muss strikten Dekarbonisierungspfaden folgen.

Ob und wie viele neue Backup-Kraftwerke es tatsächlich braucht, hängt von vielen sich wechselseitig beeinflussenden Faktoren ab und kann darum in dieser Studie nicht endgültig beantwortet werden. Klar ist, dass weit weniger neue Kraftwerke benötigt werden, als Katherina Reiche plant. Es ist nicht nötig, Unsummen in den Neubau fossiler Kraftwerke zu stecken, wenn etwa lastreduzierende Effizienzmaßnahmen in der Industrie denselben Effekt haben - bei Vermeidung von Kosten und CO₂.

Die öffentliche Debatte um die Versorgungssicherheit folgt derzeit oft einer Logik der Angst. Insbesondere das Wirtschaftsministerium suggeriert, dass ohne massiven Neubau von Gaskraftwerken in Deutschland buchstäblich die Lichter ausgehen. Diese Studie räumt diese Befürchtungen aus. Ein modernes, digitalisiertes und erneuerbares Energiesystem ist höchst flexibel und damit allen Herausforderungen gewachsen.

Ernstzunehmende Engpässe treten höchstens alle paar Jahre auf: in längeren sogenannten „kalten Dunkelflauten“, wenn über Tage hinweg weder Wind weht noch die Sonne scheint. Für diese seltenen Fälle zeigt diese Studie eine Kaskade an Flexibilitätsoptionen, mit Effizienzmaßnahmen, Lastabsenkungen ohne Produktionseinschränkung und grünen Backup-Kraftwerken. Greenpeace bringt einen weiteren, bislang kaum diskutierten Vorschlag in die Debatte ein: die Abregelung von Lasten in der Industrie. In besonders langanhaltenden Phasen ohne Stromerzeugung durch erneuerbare Quellen sollten energieintensive Prozesse in der Industrie vorübergehend abgeschaltet werden – freiwillig und gegen eine Vergütung.

Die Ergebnisse dieser Studie sind eindeutig: Es gibt einen Weg aus der fossilen Abhängigkeit! Erst die Last senken, dann die Flexibilität nutzen und nur im äußersten Notfall auf klimaneutrale Backups setzen. Geht es nach Greenpeace, sollte auch das kurzfristige Abregeln besonders energieintensiver Industrien in Betracht gezogen werden. Jetzt liegt es an der Politik, die Weichen für ein resilientes, kosteneffizientes und echtes grünes Stromsystem zu stellen.

Anike Peters
Greenpeace-Energieexpertin

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung der Ergebnisse	5
1.1	Kernergebnisse	5
1.2	Ein tieferer Blick in wichtige Ergebnisse	6
2	Hintergrund und Aufgabenstellung	19
3	Optionen für Lastabdeckung und Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien	21
3.1	Aufgaben und Herausforderungen der Flexibilität in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien	21
3.1.1	<i>Abdeckung von positiver Residuallast, insbesondere während ‚Dunkelflauten‘</i>	22
3.1.2	<i>Abdeckung von Lastgradienten</i>	23
3.1.3	<i>Frequenzhaltung / Regelleistung</i>	23
3.1.4	<i>Erbringen von Systemdienstleistungen</i>	24
3.1.5	<i>Redispatch</i>	25
3.2	Flexibilitätsoptionen und ihre Eignung zur Zielerfüllung	25
3.2.1	<i>Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite</i>	26
3.2.2	<i>Demand Response</i>	30
3.2.3	<i>Batteriespeicher</i>	32
3.2.4	<i>Flexible Elektrolyse</i>	36
3.2.5	<i>Flexibler Betrieb von Wärmepumpen (Speicherung im Gebäude/Pufferspeicher)</i>	40
3.2.6	<i>Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen</i>	42
3.2.7	<i>Biogas-Überbauung</i>	45
3.2.8	<i>Flexible Geothermie</i>	51
3.2.9	<i>Ambitionierter Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik</i>	54
3.2.10	<i>Stromnetzausbau in Deutschland und für Kuppelleistung zu Nachbarländern</i>	55
3.2.11	<i>H₂-Ready- und H₂-Backup-Kraftwerke</i>	56
3.2.12	<i>Weitere mögliche alternative Flexibilitätsoptionen</i>	58
3.3	Warum es zentral ist, dass grüner Wasserstoff als Energiespeicher und als Brennstoff für Backup-Kraftwerke zum Einsatz kommt	59
3.4	Systemintegration: Wie gelingt der Übergang zu einem 100 Prozent erneuerbaren Energiesystem und in welcher Höhe braucht es Backup-Kapazitäten?	64
4	Rahmenbedingungen, um die alternativen Flexibilitätsoptionen im Markt durchzusetzen	75

5	Resümee	80
6	Literatur	82
7	Anhang 1: Auswertung von Szenariostudien hinsichtlich der Ergebnisse zum Bedarf an steuerbaren Backup-Kraftwerken	90
8	Anhang 2: Detaillierte Analyse der Rahmenbedingungen für alternative Flexibilitätsoptionen	99
8.1	Übergreifende Rahmenbedingungen	99
8.1.1	<i>Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit</i>	99
8.1.2	<i>Änderungen im Strommarktdesign und der Ausschreibung neuer Kapazitäten</i>	101
8.1.3	<i>Weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts</i>	106
8.2	Spezifische Rahmenbedingungen für alternative Flexibilitätsoptionen	111
8.2.1	<i>Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite</i>	112
8.2.2	<i>Demand Response</i>	114
8.2.3	<i>Verbraucher*innennahe Flexibilitäten</i>	117
8.2.4	<i>Stationäre, netzgekoppelte Großbatterien</i>	123
8.2.5	<i>Flexible Elektrolyse</i>	127
8.2.6	<i>Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen</i>	131
8.2.7	<i>Biogas-Überbauung</i>	134
8.2.8	<i>Flexible Geothermie</i>	139
8.2.9	<i>Stromnetzausbau in Deutschland und Ausbau der Kuppelleistung zu Nachbarländern</i>	142
8.2.10	<i>H₂-Ready und H₂-Backup-Kraftwerke</i>	144

1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Ziel dieser Studie ist es insbesondere, anhand vorliegender Literatur und qualitativer Bewertungen einen systematischen Überblick zu liefern,

- welche Flexibilitätsoptionen welche Aufgaben und Herausforderungen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien meistern könnten,
- welche Aufgabe(n) für steuerbare Backup-Kraftwerke auf Basis von grünem Wasserstoff bleiben
- und grob abzuschätzen, welche Kapazitäten (Bandbreiten) steuerbarer Backup-Kraftwerke zur Lastabdeckung nötig sein könnten.

Unter dem Begriff ‚**Backup-Kraftwerke**‘ verstehen wir Kraftwerke, die zwar im Markt aber nur an wenigen Stunden im Jahr im Einsatz sind, um Engpässe im System abzudecken. In einem Stromsystem, dessen Stromerzeugung zu nahezu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien beruht und auf **alternativen Flexibilitätsoptionen** – d.h. alle Flexibilitätsoptionen außer mit fossilem Gas oder Wasserstoff betriebenen Kraftwerken –, werden Kraftwerke auf Basis von grünem Wasserstoff (d.h. Wasserstoff, der mittels Elektrolyse und Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde) oder übergangsweise fossilem Gas nur als Backup-Kraftwerke benötigt.

1.1 Kernergebnisse

- Es braucht keine neuen mit fossilem Gas betriebenen Kraftwerke für den Regelbetrieb im Markt, wenn andere Flexibilitätsoptionen optimal ausgeschöpft werden. Was es braucht, sind flexible Backup-Kapazitäten.
- Flexible Backup-Kraftwerke kommen erst nach 2030 ins Spiel. Im Sinne des Klimaschutzes (CO₂-Reduktion, Effizienz etc.) dürfen sie allerdings nur nachrangig zu anderen Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen.
- Die vorliegenden Energiesystemanalysen zeigen: Bis zum Jahr 2035 beträgt die Lücke bei der Deckung der Jahreshöchstresiduallast etwa 12 GW. Sie kann durch eine Kombination aus einer Verringerung der Jahreshöchstresiduallast und der Errichtung von Backup-Kraftwerken geschlossen werden. Nach 2035 steigt der Bedarf für diese Kombination an.
- Die erforderliche Kapazität der Backup-Kraftwerke richtet sich entsprechend danach, inwieweit es gelingt, die Jahreshöchstresiduallast systematisch zu verringern. Dafür sind insbesondere zusätzliche gezielte Energieeffizienz und Langzeitwärmespeicher in Wärmenetzen mit Power-to-Heat geeignet. Diese Maßnahmen sollten zielorientiert und vorrangig umgesetzt werden.
- Der tatsächliche mittel- bis langfristige Bedarf an Backup-Kapazitäten und alternativen Flexibilitätsoptionen sollte in einem Prozess ermittelt werden, der in einer adaptiven, stufenweisen und technologieoffenen Ausbauentscheidung mündet.

- Die flexiblen Backup-Kraftwerke sollten vorrangig in Form von flexiblen Biogas-Kraftwerken unter Nutzung vorhandener Biogasanlagen bereitgestellt werden. Sollten darüber hinaus weitere flexible Backup-Kraftwerke benötigt werden, um längere Phasen hoher Residuallast mit Erzeugungsdefiziten abzudecken, ist sicherzustellen, dass diese als H₂-ready-Kraftwerke gebaut werden. Perspektivisch sollten diese wasserstofffähigen Kraftwerke ausschließlich mit grünem Wasserstoff betrieben werden, was aus heutiger Sicht etwa ab dem Jahr 2035 realistisch erscheint.
- Anreize für gezielte Energieeffizienzmaßnahmen und andere systematische Lastreduzierungsmaßnahmen werden derzeit kaum öffentlich diskutiert. Diese Lücke sollte unbedingt geschlossen werden. Denn sie sind wichtige Instrumente, um den Kapazitätsbedarf bei der Lastabdeckung zu verringern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- Die untersuchten Flexibilitätsoptionen können gemeinsam auch andere Flexibilitätswerte, etwa Systemdienstleistungen, mit abdecken. Neben gezielter Energieeffizienz, Langzeitwärmespeichern in Wärmenetzen mit Power-to-Heat und flexiblen Biogas-Kraftwerken wurden auch Demand Response, Batterien (Großspeicher, Batteriefahrzeuge, Heimspeicher), flexible Elektrolyse, flexible dezentrale Wärmepumpen und flexible Geothermiekraftwerke analysiert.
- Politik und Wirtschaft müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen für Investition und Einsatz von Flexibilitätsoptionen schaffen. Das betrifft die Abdeckung der Residuallast, die Systemdienstleistungen und die Versorgungssicherheit bei Ausfällen.
- Backup-Kapazitäten müssen ab sofort technologieoffen, einschließlich für Stromspeicher und regelbare Lasten, und perspektivisch klimaneutral ausgeschrieben werden.

1.2 Ein tieferer Blick in wichtige Ergebnisse

Schlussfolgerungen zu alternativen Flexibilitätsoptionen:

- In dieser Studie wurden **folgende alternative Flexibilitätsoptionen** als Alternativen zu steuerbaren Backup-Kraftwerken untersucht: Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite, Demand Response in der Industrie, Batterien (Großbatterien, Heimspeicher und Fahrzeugspeicher), flexible Elektrolyse, steuerbare Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen sowie die sogenannte Überbauung von Biogasanlagen¹ und Geothermiekraftwerke.
- In einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien **können alternative Flexibilitätsoptionen im**

¹ Hierunter wird verstanden, dass durch Zubau von weiteren Motoren die maximale Stromerzeugungskapazität einer Biogasanlage deutlich erhöht wird, während die Biogaserzeugung und damit die erzeugte Strommenge pro Jahr gleichbleibt. Zudem ist ein größerer Biogasspeicher erforderlich. Die Anlage lässt sich dann wesentlich flexibler einsetzen: in Zeiten hoher Residuallast und damit hoher Börsenstrompreise ist ihr Stromoutput bis zu zwei- oder dreimal höher als bisher, in Zeiten niedriger Börsenstrompreise dagegen niedriger oder null.

Zusammenspiel alle Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung und Regelreserve, Abfahren/Kompensieren von Lastgradienten, Spannungshaltung, Redispatch und Schwarzstartfähigkeit **grundsätzlich abdecken**. Abbildung K1 stellt dar, welche Flexibilitätsoption für welche dieser Systemdienstleistungen geeignet ist. Wie ihr Zusammenspiel erfolgen kann und welche Kapazitäten der alternativen Flexibilitätsoptionen dafür jeweils benötigt werden, bedarf künftiger Untersuchungen. Dies gilt auch für die notwendige Weiterentwicklung des hierfür relevanten Marktdesigns.

Legende	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Nicht möglich					
	Energieeffizienz	Demand Response	Batterien	Flexible Elektrolyse	Wärmepumpen	PtH in Wärmenetzen	Biogas-Überbauung	Flexible Geothermie	H ₂ -(ready) Backup-Kraftwerke
Residuallast (Intraday)	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (2 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (bis 5 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (über 5 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich
Abfahren von Lastgradienten	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Möglich
Frequenzhaltung/Regelleistung	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich
Spannungshaltung	Nicht möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Schwarzstartfähigkeit	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Redispatch	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich

Abbildung K1: Eignung der Flexibilitätsoptionen für die verschiedenen Einsatzzwecke

- Für diese Studie besonders relevant ist die Flexibilitätsaufgabe, **positive Residuallast abzudecken**. Residuallast ist die Stromnachfrage, die nicht direkt über die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien-Anlagen abgedeckt werden kann. Für die Berechnung der Residuallast werden die Biomasseanlagen und die Wasserkraft in ihrer heutigen Fahrweise bei den erneuerbaren Energien berücksichtigt. So kann eine flexiblere Fahrweise insbesondere der Biomasseanlagen als alternative Flexibilitätsoption zur Deckung der Residuallast analysiert werden.
- Die **Herausforderungen für das System** werden vor allem durch die Höhe der Residuallast und die Dauer des Auftretens einer hohen positiven Residuallast bestimmt. Von der Dauer hängt die Schwierigkeit der Aufgabe und damit die grundsätzliche Eignung der alternativen Flexibilitätsoptionen ab. Die Höhe der

Residuallast determiniert die benötigten Kapazitäten und wird weiter unten behandelt.

- Zur **Dauer der Residuallast** halten wir die Unterscheidung in **vier Fälle** für sinnvoll.
- Die Flexibilitätsaufgabe ‚**Deckung von positiver Residuallast (Intraday)**‘ können die **alternativen Flexibilitätsoptionen sehr gut bewältigen**. Das bewirkt den **täglichen Ausgleich** zwischen geringer oder negativer Residuallast insbesondere um die Mittagszeit – aufgrund hoher Solarstromerzeugung – und hoher positiver Residuallast, die oft in den Morgen- und Abendstunden auftritt.
- Ein Ereignis über **zwei Tage** kann von vielen **Speicheroptionen** noch gut (in der Abbildung K1 durch grüne Farbe dargestellt) und – bei entsprechender Auslegung des Verhältnisses von Kapazität und Leistung – auch von Batterien (schraffiert) bewältigt werden.
- Viele Situationen hoher positiver Residuallast über **bis zu fünf Tage** hinweg können im **Zusammenspiel** der alternativen Flexibilitätsoptionen miteinander, ihres optimierten, aufeinander abgestimmten Zusammenspiels mit den erneuerbaren Energien-Anlagen und vorhandenen Kraftwerkskapazitäten ohne Kapazitätslücke abgedeckt werden, zumindest für die nächsten 5 bis 10 Jahre. Die hierfür geeigneten Flexibilitätsoptionen sind in der Abbildung für die Flexibilitätsaufgabe ‚**Deckung von positiver Residuallast (bis 5 Tage)**‘ ebenfalls grün oder grün-gelb schraffiert markiert. Die Schraffur bedeutet, dass es keine technische, aber eine ökonomische Frage ist, wie viel Speicherkapazität jeweils geschaffen werden kann, um auch mehrere Tage zu überbrücken.
- An ihre **Grenzen** kommen viele dieser Flexibilitätsoptionen für sich genommen dagegen, wenn **über mehr als fünf Tage hinweg** bei zugleich hoher Stromnachfrage sowohl Photovoltaik als auch Windenergie nur geringe Leistung liefern und dadurch die Residuallast über einen längeren Zeitraum hoch ist. Solche Situationen können in der Regel im Winterhalbjahr auftreten und werden dann als ‚**kalte Dunkelflauten**‘ bezeichnet.
- Es gibt **drei Flexibilitätsoptionen**, die bei solchen anhaltend hohen Residuallasten im Winter **uneingeschränkt** dauerhaft dazu beitragen können, eine Deckungslücke der Residuallast zu schließen. Dies sind
 - **1. die gezielte Steigerung der Energieeffizienz** bei Anwendungen, die während solchen Ereignissen eine hohe Last aufweisen,
 - **2. die geothermische Stromerzeugung** (meist in Kraft-Wärme-Kopplung) und
 - **3. steuerbare Backup-Kraftwerke.**

Zu den für gezielte Energieeffizienzmaßnahmen am besten geeigneten Stromanwendungen zählt insbesondere die Wärmedämmung in Gebäuden mit Wärmepumpenheizung. Dadurch sinkt die Wärmelast der Gebäude und damit die Stromlast für die Wärmeerzeugung in den Wärmepumpen. So könnte die Residuallast im Winter schon bis 2035 um rund 10 GW und langfristig um etwa

25 GW abgesenkt werden. Eine zweite gut geeignete Stromanwendung ist die Beleuchtung, insbesondere in Bürogebäuden, Schulen, Gastronomie, aber auch in Haushalten und der Industrie. Mit einer beschleunigten Umstellung auf LED-Lichtsysteme und besserer Steuerung kann die gleiche oder sogar eine bessere Lichtleistung mit deutlich weniger Strom bereitgestellt werden. Die resultierende Lastverringerng bei der Beleuchtung wirkt in vielen Fällen vor allem in Stunden, in denen es zu keiner oder nur einer geringen solaren Einspeisung kommt.

- Bei solchen Ereignissen können auch die **alternativen Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel einen hohen Beitrag** zur Deckung der positiven Residuallast leisten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in ihrem Bericht zur Versorgungssicherheit von 2025 für das Jahr 2035 im Zielszenario einen wirtschaftlich optimalen Beitrag der Nachfrageflexibilitäten zum Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast² von knapp 30 GW ermittelt, während die bestehenden und neuen Gaskraftwerke in Summe gut 45 GW beitragen würden. Hinzu kommen weitere Kraftwerke und Stromimporte. Letztere wurden als wirtschaftlich vorteilhaft, aber im Einzelfall einer hohen Residuallast als potenziell unsicher eingeschätzt, da nicht selten auch in anderen Ländern zum betreffenden Zeitpunkt herausfordernde Lastsituationen vorliegen und länderübergreifende Stromnetze nur eine begrenzte Kapazität haben.
- Während solcher Zeiträume erfolgt zudem der oben erläuterte **Intraday-Ausgleich**, denn die Residuallast kann dann im Tagesverlauf um etwa ein Drittel schwanken (BNetzA, 2025, S. 44). Es entsteht ein **synergetischer Effekt**: Alternative Flexibilitätsoptionen und steuerbare Kraftwerke können sich die Aufgaben teilen, müssen nicht jeweils auf die maximale Deckungslücke ausgelegt sein und für den gesamten Zeitraum mit vollem Leistungsbeitrag zur Verfügung stehen. Daher kann ein moderater Zubau von Backup-Kraftwerken eine bessere Nutzung der Flexibilitäten ermöglichen und umgekehrt, wodurch wiederum der Bedarf an zusätzlichen Backup-Kraftwerken deutlich reduziert werden kann.
- Der **ambitionierte Zubau der erneuerbaren Energien** gemäß den bisherigen Zielsetzungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verringert die Residuallast direkt in den meisten Zeiten des Jahres und ebenso – wenn auch mit einem eher geringen Beitrag – während einer langandauernden ‚kalten Dunkelflaute‘. Mit einem ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird zudem ein stärkerer Zubau an alternativen Flexibilitätsoptionen verbunden sein. Entsprechend der oben dargestellten Synergieeffekte kann deren bessere Nutzung zugleich einen Beitrag zur Deckung der Residuallast und zur Versorgungssicherheit in einer langanhaltenden ‚Dunkelflaute‘ leisten. Das gilt insbesondere für Speicher aller Art, weil diese unter der Voraussetzung

² Dieser Zeitpunkt befindet sich nach der Analyse für den Bericht mitten in einer ‚kalten Dunkelflaute‘ von etwa einer Woche Dauer.

hinreichend guter Prognosetools (für die zu erwartende Last und Einspeisung) vor dem Residuallastereignis stärker aufgeladen werden können.

Schlussfolgerungen zum künftigen Bedarf an steuerbaren Backup-Kraftwerken:

- Ein Vergleich aktueller Szenarioanalysen in den Kontexten von Versorgungssicherheit, Netzentwicklungsplanung und Klimaschutz zeigt: **bis 2030 besteht kein oder nur ein sehr geringer Bedarf (unter 5 GW) an Nettozubau** für steuerbare Backup-Kraftwerke.
- Der aktuelle Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025b) weist mit dem Vergleich seiner beiden Szenarien (Zielszenario auf Basis der bisherigen Energiewende-Ziele und Szenario mit verzögerter Energiewende³) auf die beiden grundlegenden Alternativen **für 2035 hin: Wir können entweder verstärkt in alternative Flexibilitätsoptionen und einen ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien investieren** und so den Bedarf an Backup-Kraftwerken deutlich senken, **oder wir müssen mehr steuerbare Backup-Kraftwerke zubauen.**
- **Wenn die Politik das Zielszenario der BNetzA verfolgt**, könnte nach dem Bericht der BNetzA zur Versorgungssicherheit der **Bedarf an Nettozubau von steuerbaren Kapazitäten bis 2035 auf etwa 12,5 GW begrenzt** werden.
- Die BNetzA spricht von steuerbaren *Kapazitäten*, denn zu steuerbaren *Backup-Kraftwerken* auf Basis von fossilem Gas oder Wasserstoff gibt es **Alternativen** (s.u. im Einzelnen). Zudem könnte das Potenzial **gezielter Energieeffizienz** (s.o.) stärker genutzt werden als im Zielszenario unterstellt. Zu beachten ist jedoch auch der **langfristige Bedarf** an steuerbaren Backup-Kraftwerken über 2035 hinaus (s.u.).
- Die erforderliche Kapazität der Backup-Kraftwerke richtet sich entsprechend danach, inwieweit es gelingt, die **Jahreshöchstresiduallast systematisch zu verringern**. Dafür sind insbesondere zusätzliche gezielte Energieeffizienz und Langzeitwärmespeicher in Wärmenetzen mit Power-to-Heat geeignet. Diese Maßnahmen sollten zielorientiert und vorrangig umgesetzt werden.
- Die flexiblen Backup-Kraftwerke sollten vorrangig in Form von **flexiblen Biogas-Kraftwerken unter Nutzung vorhandener Biogasanlagen** bereitgestellt werden.
- Der tatsächliche mittel- bis langfristige Bedarf an Backup-Kapazitäten und alternativen Flexibilitätsoptionen sollte in einem Prozess ermittelt werden, der in einer **adaptiven, stufenweisen und technologieoffenen Ausbauentscheidung** mündet.

³ Im Zielszenario entwickelt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wie in der aktuellen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die Stromnachfrage steigt dementsprechend und durch Erreichen der Ziele für die Elektrifizierung von Verkehr, Heizung und Industrie sowie für die Wasserstoff-Elektrolyse stark an. Damit und mit den Heimspeichern bei Photovoltaikanlagen sind entsprechende Kapazitäten für Nachfrageflexibilitäten verbunden.

Im Szenario mit verzögerter Energiewende wird angenommen, dass sich sowohl der Ausbau der erneuerbaren Energien als auch die Elektrifizierung um zwei Jahre verzögert. Zudem verringert sich die Flexibilität der neuen Verbraucher um etwa die Hälfte gegenüber dem Zielszenario.

Im Einzelnen:

- Im Zielszenario ermittelte die BNetzA als Teil der gesamten steuerbaren Kapazitäten einen gesamten Kapazitätsbedarf an mit fossilem Gas oder Wasserstoff betriebenen Kraftwerken von 45,4 GW bis zum Jahr 2035. Daraus resultiert ein Zubaubedarf von 22,4 GW brutto (inklusive der Kompensation von Stilllegungen, s.u.) bzw. 12,5 GW netto (Kapazitätsausbau).
- Im Verzögerungsszenario steigt der Bedarf an solchen Kraftwerken durch den geringeren Ausbau erneuerbarer Energien und insbesondere durch die geringere Verfügbarkeit von Flexibilitäten an. Die Gesamtkapazität solcher Kraftwerke liegt damit in 2035 bei 58,5 GW, so dass ein Zubaubedarf von 35,5 GW brutto bzw. 25,6 GW netto resultiert.
- Hieran zeigt sich: der **Brutto-Bedarf an steuerbaren Backup-Kraftwerken ist nicht nur abhängig von den** Einsatzmöglichkeiten von **Flexibilitätsoptionen**, sondern auch ganz entscheidend von der Höhe (bzw. vom erwarteten) Anstieg des **Stromverbrauchs**, vom Zubau der **erneuerbaren Energien** und vom Rückbau oder der temporären Bewahrung des **Bestands** an fossilen Gaskraftwerken zur Backup- oder Reservehaltung.
- Zum **Rückbau**: In der Analyse der BNetzA werden vorrangig KWK-Gas-Kraftwerke stillgelegt, mit der Begründung, dass die Fernwärmeversorgung auf erneuerbare Energien, auch über Wärmepumpen und Power-to-Heat, sowie nicht vermeidbare Abwärme umgestellt werden soll. In Bezug auf die KWK-Anlagen sind aber auch andere Optionen denkbar, denn anstatt als Ersatz für den Rückbau dieser Anlagen neue Backup-Kraftwerke zu bauen, könnten die **KWK-Kraftwerke auch für eine Übergangszeit in den stromseitigen Backup-Betrieb überführt** werden, indem der Bau von großen Wärmespeichern am Kraftwerksstandort gefördert wird. Die Übergangszeit könnte so lange dauern, bis diese Kraftwerke durch andere Backup-Kraftwerke, z.B. ab etwa 2035 mit Grün-Wasserstoffbetrieb, ersetzt werden.
- Zu beachten ist auch: Durch die **Elektrifizierung** wächst zwar der Strombedarf, und damit wachsen die Residuallast und der Bedarf an Systemdienstleistungen ebenfalls. Aber Elektrofahrzeuge mit bidirektionalem Laden oder zumindest Smart Charging, Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen können die **Flexibilität direkt mitliefern**. Sie muss dann jedoch auch genutzt werden, indem die technischen und regulatorischen Möglichkeiten dafür geschaffen und entsprechende ökonomische Anreize gesetzt werden.
- Als **Alternativen, die den Neubau von steuerbaren Backup-Kraftwerken reduzieren** oder **zeitlich verschieben** können, kommen aus **technischer** Sicht grundsätzlich in Frage:
 - die gezielte Steigerung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite (s.o.)
 - große Backup-Wärmespeicher in Wärmenetzen, die vor einer langen ‚Dunkelflaute‘ mit Power-to-Heat-Anlagen oder auch während der ‚Dunkelflaute‘ z.B. mit Wasserstoff-KWK-Anlagen gefüllt werden und den

Wärmebedarf für mehrere Tage decken können: so muss die Fernwärme in dieser Zeit nicht über Wärmepumpen erzeugt werden, wodurch die Residuallast systematisch reduziert wird

- alte fossile Gaskraftwerke (inkl. KWK-Anlagen) für eine Übergangszeit in den Betrieb als stromseitiges Backup oder auch in Reserve zu überführen
- der Zubau von Geothermieanlagen zur Stromerzeugung, mit allerdings kurz- bis mittelfristig begrenztem Potenzial
- zusätzliche Biomasseüberbauung (s.o.) mit großen Biogasspeichern, die auch bis zu 10 Tage lange ‚Dunkelflauten‘ überbrücken können
- freiwillige und vergütete Maßnahmen z.B. in der Industrie zur Abregelung der Last in wenigen Ereignissen langanhaltender und sehr hoher Residuallast, die im Verlauf mehrerer Jahre auftreten könnten. Diese Option sollte zumindest für Notfallsituationen, die durch Sabotage oder feindliche Übergriffe entstehen könnten, ohnehin auf der bestehenden regulatorischen Basis stärker vorbereitet werden.
- Die Entscheidung über den **besten Mix** an Optionen für einen festgestellten Bedarf **an steuerbaren Kapazitäten und alternativen** Optionen für eine sichere Lastabdeckung ist im Grunde vor allem eine **wirtschaftliche** Frage, aber auch eine Frage, in wie weit die vorhandenen Potenziale durch geeignete regulatorische Maßnahmen und Anreizsysteme aktiviert werden können. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse sollte dabei alle **gesamtwirtschaftlichen Kosten** einbeziehen, also unbedingt auch Klimafolgekosten.
- Die Politik sollte den **geeigneten Rahmen** dafür schaffen, dass sich auf der einen Seite die wirtschaftlichsten Optionen durchsetzen. Auf der anderen Seite muss sie aber auch darauf achten, dass resiliente Systeme aufgebaut und keine einseitigen Abhängigkeiten oder Verletzlichkeiten (z.B. in Bezug auf für die Versorgung notwendige Infrastrukturen) geschaffen werden.
- Vor diesem Hintergrund ist die vorzuhaltende Höhe des notwendigen **Bedarfs an steuerbarer Kapazität insgesamt und insbesondere an Kraftwerkskapazität** eine **politische Entscheidungsfrage** und erfordert einen umsichtigen Abwägungsprozess: Zu entscheiden ist,
 - in welchem **Umfang** für wenige Ereignisse langanhaltender und sehr hoher Residuallast, die mit hoher Wahrscheinlichkeit im Verlauf mehrerer Jahre nur einmal auftreten, zusätzliche steuerbare Kraftwerks- und andere Kapazitäten neu gebaut werden sollten, um die Lastdeckung und die Versorgungssicherheit abzusichern. Dies wären Kapazitäten, die über die alternativen Flexibilitäten und eine für durchschnittliche Ereignisse langanhaltender hoher Residuallast ausgelegte steuerbare Kapazität hinaus zur Verfügung gestellt werden müssten.
 - ob die notwendige Leistung für diese absoluten Extremfälle über steuerbare Backup-Kraftwerke **oder** zusätzliche Kapazitäten der oben genannten Alternativen, insbesondere zusätzliche Wärmespeicher in Wärmenetzen oder Biogas-Überbauung, bereitgestellt werden sollten.

- Unabhängig davon, zu welcher Abwägungsentscheidung man in Bezug auf die Höhe der minimal benötigten Kapazitäten kommt, erscheint es uns besonders wichtig, dass neu installierte Backup-Kraftwerke **vorrangig in Form von flexiblen Biogas-Kraftwerken** unter Nutzung vorhandener Biogasanlagen bereitgestellt werden. Darüber hinaus bestehender Bedarf sollte entweder **direkt mit grünem Wasserstoff betrieben werden (aus heutiger Sicht ab 2035 möglich) oder zumindest H₂-ready errichtet und baldmöglichst umgestellt** werden, um fossile lock-ins zu vermeiden (vgl. nächster Abschnitt und Kapitel 3.3) und Ankerkunden für das H₂-Kernnetz zu schaffen.
- Die aktuelle Diskussion fokussiert auf die Jahre 2030 bis 2035. Dabei wird bislang nicht adressiert, dass laut der gängigen Szenarien **langfristig noch ein deutlich höherer Ausbau an steuerbaren Backup-Kapazitäten notwendig sein wird**. Das gilt auch für den Fall, dass die Stromnachfrage aufgrund verzögerter Elektrifizierung erst dann signifikant ansteigen könnte. Umso wichtiger ist es auch aus diesem Grund, dass die bis 2035 zugebauten Kraftwerkskapazitäten durch Biomasse-Überbauung abgedeckt oder bereits H₂-ready ausgeführt (und damit Wasserstoffinfrastrukturen hinreichend früh aufgebaut werden) werden.
- Noch ist auch wenig klar, **welchen Beitrag Flexibilitäten langfristig leisten können**. Technologische Entwicklungen lassen vermutlich neue Möglichkeiten entstehen, strukturelle Veränderungen im Bereich der Industrie könnten sowohl neue Optionen erschließen lassen als dadurch auch heutige Lastverlagerungspotentiale verloren gehen. Auch die Frage der Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Flexibilitäten, die mittel- und langfristig erschlossen werden können, verdient eine genauere Betrachtung.

Schlussfolgerungen zur Auslegung und zum Betrieb von steuerbaren Backup-Kraftwerken:

- **Wichtig** ist, dass **neue Backup-Kraftwerke 1. H₂-ready** gebaut und so rasch wie möglich auf grünen Wasserstoff umgestellt werden und **2. nur als Backup-Kraftwerke** eingesetzt werden dürfen, d.h. nachrangig zu den alternativen Flexibilitätsoptionen. Unter dieser Voraussetzung ist die Höhe des Zubaus letztlich nicht entscheidend. Ein Zubau von einigen GW mehr oder weniger (neben einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien und der konsequenten Nutzung alternativer Flexibilitätsoptionen) führt dann zu keiner Gefährdung des Klimaziels (im Budgetansatz); sondern ist eine Frage der politischen Abwägung zwischen Kosten und dem angestrebten Maß an Versorgungssicherheit respektive Resilienz.
Wichtig ist also insbesondere, dass der Charakter als Backup-Kraftwerk sichergestellt wird – entweder durch Laufzeitbegrenzungen, die ggf. auch durch Preisschwellen definiert sind, oder entsprechende Regelungen (z.B. Einsatzerlaubnis nur nachrangig zu alternativen Flexibilitätsoptionen oder Förderung nur für Gasturbinen oder evtl. -motoren). Die Rahmenbedingungen

müssen so aufgestellt sein, dass kein wirtschaftlicher Zwang zur Erzeugung für den Markt in Konkurrenz zu alternativen Flexibilitätsoptionen entsteht.

Im Einzelnen:

- Neue steuerbare Backup-Kraftwerke, die zunächst mit fossilem Gas befeuert werden sollen, müssen **H₂-ready**⁴ errichtet werden und **so rasch wie möglich auf grünen Wasserstoff** umgestellt werden. Aus heutiger Sicht erscheint diese Umstellung ab etwa 2035 realistisch.
- Der grüne Wasserstoff sollte am besten **aus flexibler Elektrolyse** stammen, wodurch wiederum Flexibilitätsoptionen entstehen würden.
- Neue Kraftwerke sollten **nur für Backup-Zwecke** gebaut werden, nicht für den Regelbetrieb.
- Daher sollten sie als **H₂-ready Gasturbinen** ausgeführt werden, d.h. nicht als Gas- und Dampfturbinen-(GuD)-Anlagen; eventuell sind **Gasmotoren**-Anlagen eine Alternative. Die hohen Betriebskosten derartiger Anlagen wirken automatisch restriktiv und vermeiden eine hohe Auslastung.
- Auch neue Gasturbinen-Backup-Kraftwerke sollten, soweit es abhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen vor Ort wirtschaftlich möglich ist, in **Kraft-Wärme-Kopplung** (KWK) errichtet werden. Sie dürfen jedoch nur eine Betriebserlaubnis als stromseitige Backup-Kraftwerke erhalten (nachrangig zu alternativen Flexibilitätsoptionen) und sind ebenfalls ab etwa 2035 auf grünen Wasserstoff umzustellen. Sie leisten damit einen weiteren Beitrag zur Versorgungssicherheit auf der Wärmeseite und nutzen den Brennstoff so effizient wie möglich. Sie sollten in die bestehenden Wärmenetze (Fernwärme und Industrieparks) integriert werden, welche i.d.R. die Wärme aus anderen, nachhaltigen Quellen gewinnen und mit Wärmespeichern ausgerüstet sind, die in Engpasszeiten über den Einsatz der Gasturbinen als Backup-Kraftwerke mit Wärme nachbefüllt werden können.
- Werden Backup-Kraftwerke mit **grünem Wasserstoff** betrieben, ist die Höhe der zugebauten Kraftwerkskapazität nicht aus Klimaschutzgesichtspunkten heraus begrenzt, sondern Ergebnis einer Abwägung im Zielfeld von Versorgungssicherheit/Resilienz einerseits und Kosten andererseits. Selbst vor der Umstellung auf grünen Wasserstoff wäre ihr Ausstoß an Treibhausgasen gering und der Einfluss auf Emissionsbudget eher klein, weil sie als Backup-Kraftwerke nur in wenigen Stunden pro Jahr eingesetzt würden.
- **Fossile Gaskraftwerke** mit oder ohne Kohlenstoffabscheidung, -speicherung oder -nutzung (CCUS) sowie Wasserstoff-Kraftwerke mit **„blauem“ Wasserstoff** aus fossilem Gas mit CCUS **sind keine sinnvolle Option**, weil sie den Einsatz von fossilem Gas über längere Zeit festschreiben (lock-in), aber die Treibhausgasemissionen bei weitem nicht vollständig mindern können. Damit

⁴ Noch gibt es keine spezifische Definition für den Begriff H₂-ready-Kraftwerke, allerdings eine implizite durch das KWK-Gesetz: Als H₂-ready werden Kraftwerke bezeichnet, wenn weniger als 10% der Investitionskosten aufgewendet werden müssen, um die Anlagen vollständig auf Wasserstoff umzurüsten.

würden sie das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 be- oder sogar verhindern. Zudem sind schon mittelfristig alle diese Technologien bis auf fossile Gaskraftwerke ohne CCUS voraussichtlich sogar **teurer als Kraftwerke mit grünem Wasserstoff**. Werden die Klimaschäden einbezogen, sind Kraftwerke mit grünem Wasserstoff auch deutlich günstiger als fossile Gaskraftwerke ohne CCUS.

Schlussfolgerungen zur Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen:

- Um die notwendigen **Investitionen** in die alternativen Flexibilitätsoptionen und die dann noch erforderlichen steuerbaren Backup-Kraftwerke zu ermöglichen und deren **Einsatz für Flexibilitätszwecke** sicherzustellen, ist ein **zielgerichteter Mix von politischen Rahmenbedingungen** erforderlich. Einen Überblick wichtiger Instrumente bietet Kapitel 4, die detaillierte Analyse wird in Kapitel 8 ausgearbeitet.
- Wie oben bereits vorgeschlagen, sollte der tatsächliche mittel- bis langfristige Bedarf an Backup-Kapazitäten und alternativen Flexibilitätsoptionen in einem Prozess ermittelt werden, der in einer **adaptiven, stufenweisen und technologieoffenen Ausbauentcheidung** mündet.
- Eine wichtige Grundlage für die Abwägung zwischen den steuerbaren Backup-Kraftwerken und den alternativen Flexibilitätsoptionen sowie auch unter diesen und somit zur Optimierung des 'Technologiemix' ist das **Energy Efficiency First-Prinzip**⁵. Wie von der EU beschlossen, muss die Bundespolitik nun die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA verpflichten, künftig das Energy Efficiency First-Prinzip in der Netzentwicklungsplanung und im Monitoring der Versorgungssicherheit anzuwenden. Zugleich sollte die BNetzA die Anwendung des Prinzips in der Netzentwicklung und im Netzbetrieb insbesondere durch die Verteilnetzbetreiber fordern und fördern.
- Vordringlich ist es daher, die **Gebäudesanierung** und andere gezielte Energieeffizienzmaßnahmen zu **beschleunigen**, um den zukünftigen Strom- und damit Netzausbau- und Flexibilitätsbedarf zu begrenzen: Wichtig ist es hier insbesondere, die **Förderung** der BEG für die Gebäudesanierung zu **verbessern** (20% höhere Förderung) und **praktische Unterstützung** durch One-Stop-Shops und energetisches Quartiersmanagement zu bieten, die vor allem auch die für den Gebäudebereich typischen nicht-technischen Hemmnisse adressieren.
- Nach EU-Recht muss jegliche **Kapazitätsausschreibung technologieoffen und nicht-diskriminierend** erfolgen. Das gilt sicher für den geplanten Kapazitätsmarkt

⁵ Es besagt in Kürze: Wann immer es kostengünstiger ist, Energieverbrauch durch alternative Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite oder in der Energieversorgung zu reduzieren oder über Laststeuerung und andere Flexibilitätslösungen Kosteneinsparungen zu realisieren, soll diesen Alternativen der Vorrang gegenüber dem Ausbau der Energieversorgung gegeben werden.

und eigentlich auch schon für die kurzfristigen Kapazitätsausschreibungen für bis zu 12 GW.

- Es bedeutet, auch gemäß dem Energy Efficiency First-Prinzip, grundsätzlich alle alternativen Flexibilitätsoptionen zuzulassen, , einschließlich Stromspeicher und regelbare Lasten, ggf. durch Aggregatoren.
- Werden Derating-Faktoren eingesetzt, mit denen die Verfügbarkeit der Kapazitäten bewertet wird, um ihre Gebote vergleichbar zu machen, dürfen sie die alternativen Flexibilitätsoptionen nicht benachteiligen.
- Neue Kraftwerke dürfen nur zum Backup-Betrieb zugelassen werden, d.h. sie dürfen nur nachrangig zu anderen Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen.
- Wie oben dargestellt, ist H₂-Readiness Voraussetzung für solche Backup-Kraftwerke, und die Umstellung auf grünen Wasserstoff sollte so schnell wie möglich erfolgen. Es ist zu prüfen, ob die Gebote ein festes Datum vorsehen sollten oder ob ein Anreiz für Umstellung geschaffen werden sollte, z.B. durch eine Aufteilung der Gebote in einen Investitionsteil und einen Differenzvertrag (Contract for Difference, CfD) für die Nutzung grünen Wasserstoffs, sowie einen Bonus in der Bewertung für Gebote mit frühzeitiger Umstellung.
- Aus Energieeffizienzgründen sollten bevorzugt KWK-Anlagen in bestehende kommunale oder industrielle Wärmenetze zugebaut werden, auch im Falle von Gasturbinen, wann immer dies wirtschaftlich darstellbar ist. Selbstverständlich erhalten auch diese KWK-Anlagen nur die Erlaubnis zum stromseitigen Backup-Betrieb.
- Eine angemessene Regelung für den Rückzahlmechanismus für Erlöse im Energie-Großhandelsmarkt und Regelenergiemarkt ist zu entwickeln.
- Als Alternative zu Ausschreibungen für neue Kapazitäten zu prüfen ist eine längere Nutzung vorhandener fossiler Gaskraftwerke als reine Backup-Kraftwerke oder ggf. als Reservekapazitäten in der Sicherheitsbereitschaft und anschließender Ersatz direkt durch alternative Flexibilitätsoptionen und Wasserstoffkraftwerke anstelle von frühzeitigem Neubau von H₂-ready Backup-Kraftwerken, die zunächst mit fossilem Gas betrieben werden.
- Entscheidend ist auch eine weitere **Beschleunigung des Smart Meter Rollouts**. Bei Abnahmestellen unter 100 kW ist dies Voraussetzung für die Nutzung der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen, also Demand Response, Wärmepumpen, Fahrzeugbatterien und Heimspeicher.
- **Strompreise und Netzentgelte sollten generell dynamisch oder zeitvariabel gestaltet werden**. Das ist ebenso vor allem für die nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen wichtig, aber auch für Power-to-Heat-Anlagen und flexible Elektrolyseure. Insbesondere für kleinere Verbraucher*innen sollten sie mit

Schutzmechanismen flankiert werden, wie Tarifmodelle mit Absicherungen gegen extreme Preisspitzen oder noch besser mit Bestabrechnungsklauseln.

- **Netzanschlussverfahren straffen und priorisieren:** Dazu können u.a. die Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten, klare Verfahren und Fristen für die Netzverträglichkeitsprüfungen, Mindestkriterien für den Planungsstand und die Finanzierung von Projekten und ggf. seitens der BNetzA etablierte einheitlich digitalisierte Netzanschluss- und Netzzugangsprozesse, die über ein zentrales bundesweites Portal abgewickelt werden, beitragen. Diese Instrumente sind vor allem für Großbatterien, aber auch flexible Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen, Biogas-Überbauung und Geothermie-Anlagen sowie die Steuerung des Netzausbaus sehr relevant. Nachteilig wären dagegen uneinheitliche Verfahren, die den Netzbetreibern die Entscheidungshoheit über den Netzanschluss überlassen, wie es gegenwärtig der Fall ist.
- **Redispatch verbessern:** Ein Vorschlag, um netzdienliches Verhalten von Großbatterien, flexiblen Elektrolyseuren, Power-to-Heat-Anlagen, aber auch Biogas-Überbauung und Geothermie-Anlagen zu fördern, ist ein **dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal**.
- **Die Förderung von Wärmespeichern** bei Power-to-Heat, Biogas-Überbauung und Geothermie sowie insgesamt für Ausbau und Dekarbonisierung der Fernwärme durch die BEW sollte auf mindestens drei Milliarden Euro pro Jahr erhöht werden.
- **Neue Wege zur Finanzierung des Stromnetzausbaus mit geringeren Kosten:** Neben der Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips können insbesondere die Finanzierungskosten durch eine staatliche Beteiligung / Investition in Eigenkapital der ÜNB und ggf. auch der VNB sowie Bürger*innenfonds zur Beteiligung/ Investition in Eigenkapital der VNB reduziert werden. Für den verbleibenden Bedarf an Verteilnetzausbau nach Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips sowie generell für Investitionen in Energieeffizienz und Digitalisierung / Smart Grids sollte zudem eine gesonderte Finanzierung durch geeignete Anerkennung der Kosten in der Anreizregulierung gesetzlich ermöglicht werden.

Die Relevanz der zuvor dargestellten Politikinstrumente für die verschiedenen alternativen Flexibilitätsoptionen und die Backup-Kraftwerke ist sehr unterschiedlich. Abbildung K2 gibt hierzu einen Überblick.

Legende	Wichtig	Teilweise relevant	Relevant, wenn keine vollständige Netzentgeltbefreiung	Nicht relevant					
	Energieeffizienz	Demand Response	Batterien	Flexible Elektrolyse	Dezentrale Wärmepumpen	PtH in Wärmenetzen	Biogas-Überbauung	Flexible Geothermie	H ₂ -(ready) Backup-Kraftwerke
Energy Efficiency First-Prinzip	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig
Energieeffizienz beschleunigen	Wichtig	Teilweise relevant	Teilweise relevant	Nicht relevant	Teilweise relevant	Teilweise relevant	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant
Technologieoffene Kapazitätsförderung	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig
Smart Meter Rollout beschleunigen	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Nicht relevant	Wichtig	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant
Dynamische Strompreise / Netzentgelte	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant
Netzanschlussverfahren	Nicht relevant	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig
Besserer Redispatch	Nicht relevant	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig
Förderung von Wärmespeichern	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant	Wichtig	Wichtig	Wichtig	Wichtig
Finanzierung des Netzausbaus	Teilweise relevant	Teilweise relevant	Relevant, wenn keine vollständige Netzentgeltbefreiung	Relevant, wenn keine vollständige Netzentgeltbefreiung	Teilweise relevant	Relevant, wenn keine vollständige Netzentgeltbefreiung	Nicht relevant	Nicht relevant	Nicht relevant

Abbildung K2: Relevanz der Politikinstrumente für die verschiedenen Flexibilitätsoptionen

2 Hintergrund und Aufgabenstellung

Alle uns bekannten Szenarioanalysen und Studien zur Versorgungssicherheit gehen davon aus, dass neben dem gezielten Aufbau von alternativen Flexibilitätsoptionen (u.a. Stromspeicher, Lastmanagement) spätestens ab 2030/2035 auch neue flexible Backup-Kraftwerke erforderlich sein werden. Sie werden in Zeiten hoher Residuallasten zum Einsatz kommen, um die Last vollständig abdecken zu können (vgl. Kapitel 3.4). Sehr unterschiedlich sind jedoch die Ergebnisse zum erforderlichen Umfang der benötigten zusätzlichen oder gesamten Leistung solcher Backup-Kraftwerke.

Zuletzt wurden verschiedene Studien zu den Potenzialen von (häufig einzelnen) alternativen Flexibilitätsoptionen veröffentlicht. Es fehlt jedoch an einem systematischen Überblick, der diese Potenziale zusammenträgt und analysiert, welche Aufgaben und Herausforderungen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien diese Flexibilitätsoptionen übernehmen können – und welcher Bedarf an flexiblen Wasserstoffkraftwerken für welche Aufgabe noch bleibt. Die Ausgangshypothese für diese Studie ist, dass solche Kraftwerke im Wesentlichen nur noch als Backup für die eventuellen Zeiten einer längeren ‚Dunkelflaute‘ im Winterhalbjahr, die etwa zwischen 6 und 10 Tagen dauern könnte, benötigt werden. Zu unterscheiden ist dabei zwischen der Lastabdeckung in diesen Zeiten, d.h. der Größe desjenigen Anteils der Residuallast, der nicht von den Flexibilitätsoptionen abgedeckt werden kann; und der Versorgungssicherheit, falls ein wichtiges Element des Stromsystems ausfällt, z.B. ein großes Kraftwerk oder eine wichtige Leitung.

Ziel der Studie ist es daher, anhand vorliegender Literatur und qualitativen Bewertungen einen systematischen Überblick zu liefern,

- welche Flexibilitätsoptionen welche Aufgaben und Herausforderungen in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien meistern könnten (Bearbeitung in Kapitel 3.2),
- welches maximale Potenzial für sie jeweils besteht und welcher Kapazitätsumfang für ihren Zubau jeweils in der Literatur als sinnvoll eingeschätzt wird (Bearbeitung in Kapitel 3.2),
- welche Aufgabe(n) für steuerbare Backup-Kraftwerke auf Basis von grünem Wasserstoff bleiben (Bearbeitung in Kapitel 3.4)
- und grob abzuschätzen, welche Kapazitäten (Bandbreiten) steuerbarer Backup-Kraftwerke zur Abdeckung der Jahreshöchstresiduallast nötig sein könnten (Bearbeitung in Kapitel 3.4).

Die zentrale Fragestellung hinter diesen Untersuchungszielen ist:

Wie lässt sich die elektrische Lastabdeckung und Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien gewährleisten, was sind die Herausforderungen und welchen Beitrag sollten alternative Flexibilitätsoptionen und flexible Kraftwerke dazu jeweils leisten?

Wichtige Stützjahre sind 2030 und 2035, ein Ausblick bis 2045 wird jedoch ebenfalls analysiert soweit möglich.

Aus Umwelt- und Klimaschutzgründen sollten neue Backup-Kraftwerke nach einer begrenzten Übergangszeit ausschließlich mit grünem Wasserstoff betrieben werden. In Kapitel 3.3 wird dies genauer dargelegt. Kapitel 3.4 analysiert, welcher Netto-Zubau von Backup-Kapazitäten und insbesondere Backup-Kraftwerken in wichtigen Studien zur Versorgungssicherheit und Treibhausgasneutralität für erforderlich erachtet wird, und schätzt ab, welcher Zubaubedarf minimal bis 2030, 2035 und darüber hinaus entstehen könnte. Eine genauere Analyse der verwendeten Studien findet sich in Kapitel 7 im Anhang.

Die nötigen politischen Rahmenbedingungen für den Rollout der Flexibilitätsoptionen werden ebenfalls untersucht (Kapitel 4 der Studie und Kapitel 8 im Anhang).

Ein kurzes Resümee in Kapitel 5 rundet die Studie ab.

3 Optionen für Lastabdeckung und Versorgungssicherheit in einem zukünftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien

In diesem Kapitel soll die technische und energiewirtschaftliche Antwort auf die zuvor aufgestellten zentralen Fragen für diese Studie untersucht werden.

In Kapitel 3.1 werden zunächst die Zwecke, zu denen Flexibilitätsoptionen und flexible Kraftwerke aktuell und künftig dienen sollen, herausgearbeitet. Diese Einsatzzwecke bilden die Basis für die Analysen in Kapitel 3.2. Dort wird für acht wichtige alternative Flexibilitätsoptionen, für den Netzausbau und für H₂-ready bzw. H₂-Backup-Kraftwerke untersucht, für welche Flexibilitätsw Zwecke sie eingesetzt werden können, wie groß ihr Potenzial ist, wie hoch ihre Kosten sind und in welchem Tempo sie zugebaut werden können.

Kapitel 3.3 begründet, warum es zentral ist, dass grüner Wasserstoff als Energiespeicher für Backup-Kraftwerke zum Einsatz kommt. Kapitel 3.4 führt die Ergebnisse zusammen und widmet sich der Systemintegration: Wie gelingt der Übergang zu einem 100 Prozent erneuerbaren Energiesystem und in welcher Höhe braucht es Backup-Kapazitäten?

3.1 Aufgaben und Herausforderungen der Flexibilität in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von fluktuierenden erneuerbaren Energien

Im Zuge der Energiewende werden erneuerbare Energien ausgebaut, gleichzeitig gehen die konventionellen Kraftwerkskapazitäten zurück: Der Atomausstieg ist bereits vollzogen, der Ausstieg aus der Kohleverstromung ist im Gange. Die konventionelle Erzeugungskapazität ist in den letzten zehn Jahren um etwa 25 GW zurückgegangen (Fraunhofer ISE, 2025); weitere 25 GW Kohlekraftwerke stehen vor der Abschaltung (Statista, 2025a). Vor diesem Hintergrund wird aktuell die Frage diskutiert, wie viel (neue) zunächst fossil betriebene Gaskraftwerkskapazität gebraucht wird, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei wird häufig die „Versorgungslücke“ adressiert, also die Differenz zwischen der erwarteten höchsten Residuallast während eines Jahres (Jahreshöchstresiduallast) und der absehbaren Kraftwerkskapazität. Konventionelle Kraftwerke leisten bisher allerdings nicht nur die Abdeckung der Spitzenlast, sondern haben eine ganze Bandbreite von Aufgaben, die weiterhin geleistet werden müssen, um eine sichere Stromversorgung zu ermöglichen. Neben der kurz- und längerfristigen Lastabdeckung muss gewährleistet sein, dass schnelle Einspeise- und Nachfrageänderungen kompensiert werden können (Abdeckung von Lastgradienten bzw. Lastfolgebetrieb), es muss Regelleistung bereitgestellt werden, die im Falle von Über- oder Unterdeckungen das Versorgungsgleichgewicht wieder herstellt, es muss Blindleistungsmanagement betrieben werden, das zur Spannungshaltung dient, im Falle von Netzfehlern muss Kurzschlussstrom bereitgestellt werden und es muss ausreichend Kapazitäten geben, die nach Ausfällen das Netz wieder aufbauen können (Schwarzstartfähigkeit).

Mit fossilem Gas betriebene Kraftwerke können alle diese Anforderungen erfüllen, sind jedoch nicht geeignet um Klimaneutralität zu erreichen. Es gibt jedoch eine Vielzahl anderer Technologien, die ebenfalls einige oder mehrere dieser Aufgaben übernehmen können. Deswegen werden hier im Folgenden zunächst die Anforderungen genauer ausgeführt. Anschließend werden in Kapitel 3.2 die alternativen Flexibilitätsoptionen beschrieben und gespiegelt, inwiefern sie diese Anforderungen erfüllen können.

3.1.1 Abdeckung von positiver Residuallast, insbesondere während ‚Dunkelflauten‘

Hierfür wird häufig auch das Schlagwort „Schließen der Kapazitätslücke“ oder der „Deckungslücke“ genannt. Die Residuallast ist die Differenz zwischen der Stromnachfrage und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Übersteigt die Nachfrage die regenerative Erzeugung, spricht man von positiver Residuallast. Da Erzeugung und Nachfrage von Strom zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein müssen, muss diese positive Residuallast gedeckt werden; ansonsten wären Lastabwürfe die Folge.

Die Residuallastdeckung wird im Zuge der Energiewende herausfordernder. Auf der einen Seite nehmen die regelbaren Kraftwerkskapazitäten durch den Kohleausstieg ab, auf der anderen Seite wird die Nachfrage durch Elektrifizierung und Sektorkopplung steigen. Durch die wetterabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist die Residuallast außerdem bereits deutlich volatiler geworden; auch diese Entwicklung wird sich noch verstärken.

‚Dunkelflauten‘ bezeichnen die Zeiträume, in denen sowohl Windenergie als auch Photovoltaik kaum elektrische Energie liefern. In Dunkelflauten, die mehrere Tage bis Wochen andauern können, ist die positive Residuallast dauerhaft erhöht, so dass die Lastdeckung während der ‚Dunkelflauten‘ die kritische Auslegungsgröße ist. Jedoch existiert keine allgemein akzeptierte Definition des Begriffs ‚Dunkelflaute‘, und wir verwenden stattdessen in dieser Studie eher den Begriff ‚Perioden hoher positiver Residuallast‘, denn sie können auch außerhalb von ‚Dunkelflauten‘ auftreten. Dabei kommt es auch sehr auf die Dauer solcher Perioden an, denn die alternativen Flexibilitätsoptionen können unterschiedliche lange zur Deckung der Residuallast beitragen.

Zur **Dauer der positiven Residuallast** halten wir die Unterscheidung in **vier Fälle** für sinnvoll.

- ‚Deckung von positiver Residuallast (**Intraday**)‘ bewirkt den täglichen Ausgleich zwischen geringer oder negativer Residuallast insbesondere um die Mittagszeit – aufgrund hoher Solarstromerzeugung – und hoher positiver Residuallast, die oft in den Morgen- und Abendstunden auftritt.
- Ein Ereignis über **zwei Tage** kann bei entsprechender Auslegung von vielen Speicheroptionen noch gut einzeln bewältigt werden.
- Situationen hoher positiver Residuallast über **bis zu fünf Tage** hinweg bedürfen des Zusammenspiels der alternativen Flexibilitätsoptionen miteinander, ihres optimierten, aufeinander abgestimmten Zusammenspiels mit den erneuerbaren Energien-Anlagen und vorhandenen Kraftwerkskapazitäten.

- Noch herausfordernder ist eine Situation, in der über **mehr als fünf Tage** hinweg bei zugleich hoher Stromnachfrage sowohl Photovoltaik als auch Windenergie nur geringe Leistung liefern und die Residuallast über einen längeren Zeitraum damit hoch ist. Solche Situationen treten in der Regel im Winterhalbjahr auf und werden dann als ‚kalte Dunkelflauten‘ bezeichnet.

Die mögliche Höhe der Deckungslücke wird in Kapitel 3.4 diskutiert.

3.1.2 Abdeckung von Lastgradienten

Die Residuallast schwankt mit steilen Gradienten, ist also sehr schnellen Änderungen unterworfen. Damit trotzdem das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung gewährleistet werden kann, ist es notwendig, dass die Erzeugung ebenso schnell angepasst werden kann. Das wird als Lastfolgebetrieb bezeichnet, der im Zuge der Energiewende zunehmend herausfordernd wird: Nicht nur die Nachfrage kann durch die Elektrifizierung stärkere Gradienten ausweisen, auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien variiert deutlich.

3.1.3 Frequenzhaltung / Regelleistung

Nachfrage und Erzeugung von Elektrizität müssen zu jedem Augenblick im Gleichgewicht sein. Durch die verschiedenen Stufen des Strommarktes (Langfrist, day-ahead und intraday-Handel) wird das Angebot an die Nachfrage angepasst. Kommt es allerdings zu Abweichungen, durch Prognosefehler oder Ausfälle, dann gerät das Verhältnis aus dem Gleichgewicht. Dabei verändert sich die Frequenz des Wechselstroms – deswegen werden mit dem Begriff „Frequenzhaltung“ verschiedene Maßnahmen bezeichnet, die dieses Gleichgewicht wahren sollen. Kommt es zu Abweichungen, tritt eine Kaskade von Maßnahmen in Kraft.

Momentanreserve, engl. Inertia. Diese Reserveform ist eine passive, physikalische Reaktion von Synchrongeneratoren in Kraftwerken: Wenn die Nachfrage die Erzeugung übersteigt, wird Bewegungsenergie aus den Generatoren gezogen, die das Defizit deckt. Die Rotationsgeschwindigkeit sinkt, und damit die Frequenz des Wechselstroms. Umgekehrt steigt die Frequenz, wenn die Erzeugung die Nachfrage übersteigt.

Durch die zurückgehende Kraftwerksleistung geht auch die Generatorleistung, die diese Momentanreserve bereitstellt, zurück. In der Folge steht weniger rotierende Masse zur Verfügung, die die Energiedefizite oder Überschüsse ausgleichen kann, wodurch die Frequenzänderungen stärker werden und leichter kritische Bereiche erreichen. Es werden deswegen zusätzliche Synchrongeneratoren oder netzbildende Umrichter benötigt, um dieser Entwicklung entgegenzuwirken. Dafür wurde ein Beschaffungskonzept entwickelt, das im April 2025 verabschiedet wurde (Netztransparenz, 2025a).

Darüber hinaus gibt es drei Arten von ausgeschriebener Regelleistung (ÜNB, 2025):

FCR (Frequency Containment Reserve, Primärregelleistung), wird im Gegensatz zur Momentanreserve nicht passiv wirksam, sondern wird automatisch aktiviert, wenn eine

Frequenzabweichung detektiert wird. Sie muss in 30 Sekunden vollständig aktiviert sein. Die FCR wird im Regelreservemarkt ausgeschrieben und dann durch Anbieter bereitgestellt, die dieser technischen Anforderung entsprechen.

aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve, Sekundärregelleistung), wird durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgelöst, wenn die Frequenzabweichung länger als 30 Sekunden anhält. Die präqualifizierten und über den Regelreservemarkt kontrahierten Anbieter müssen innerhalb von 5 Minuten die volle Leistung bereitstellen.

mFRR (manual Frequency Restoration Reserve, Tertiärregelleistung), wird manuell zum Ausgleich größerer Ungleichgewichte aktiviert. Sie muss innerhalb von 12,5 Minuten voll bereitstehen.

Da Leistungsabweichungen sowohl Defizite als auch Überschüsse sein können, wird auch die Regelleistung unterschieden in positive Regelleistung (d.h. Bereitstellung von Energie oder Reduzierung von Nachfrage) und negative Regelleistung (d.h. Reduktion der Energieeinspeisung oder Erhöhung der Nachfrage). Für aFRR und mFRR werden positive und negative Regelleistung getrennt ausgeschrieben, für FCR und Momentanreserve müssen beide Leistungsrichtungen möglich sein.

Neben konventionellen Kraftwerken wird die Regelleistung bisher durch Biogas und Biomassekraftwerke, Wasserkraft, Batteriespeicher, Nachfrageflexibilität und Windenergie bereitgestellt, wobei die Wasserkraft die Anbieterstruktur dominiert.

Die zukünftige Entwicklung des Regelleistungsbedarfs ist nicht genau zu spezifizieren. Obwohl mit dem Wachstum der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien eine Zunahme des Regelleistungsbedarfs erwartet werden kann, ist die Entwicklung in den letzten Jahren gegenläufig, da es eine deutliche Verbesserung der Erzeugungs- und Nachfrageprognosen und Verbesserungen im Marktdesign gab (Reiner-Lemoine-Institut, 2025). (ENTSO-E, 2024a) geht für Europa von einem leichten Anstieg des FCR-Bedarfs von 4 auf 5 GW aus, der ab 2030 etwa konstant bleibt, und einem Wachstum der FRR von 32 GW auf 35 GW in 2030 und 37 GW in 2035. Vermutlich wird sich der Bedarf in Deutschland sehr ähnlich entwickeln.

3.1.4 Erbringen von Systemdienstleistungen

Spannungshaltung/Blindleistungssteuerung ist notwendig für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes. Durch die Eigenschaften des Wechselstroms ist es notwendig, an bestimmten Netzknoten gezielt induktive oder kapazitive Blindleistung bereitzustellen, um ein Spannungsniveau innerhalb des Toleranzrahmens sicherzustellen (Bundesnetzagentur, 2024b). Klassischerweise werden Synchrongeneratoren dafür eingesetzt, wie sie in thermischen Kraftwerken oder Pumpspeichern vorhanden sind. Das ist auch möglich, ohne dass die Generatoren Wirkleistung (d.h. nutzbare Energie) ins Netz einspeisen (Phasenschieber-Betrieb). Außerdem sind Drosselspulen und Kondensatoren als klassische Kompensationseinrichtungen im Einsatz. Moderne Wechselrichter von Wind- und Solaranlagen können ebenfalls Blindleistung bereitstellen, außerdem gibt es dedizierte leistungselektronische Anlagen dafür. (Bundesnetzagentur, o. J.)

Im Zuge der Energiewende wird durch die zeitlichen Veränderungen in der Netzbelastung auch die Anforderung an das Blindleistungsmanagement komplexer und weniger statisch.

Die *Bereitstellung von Kurzschlussströmen* ist notwendig, um im Fehlerfall größere Ausfälle zu verhindern. Ein hoher Kurzschlussstrom stützt die Netzspannung an den umliegenden Netzknoten, wodurch eine Ausbreitung des Netzfehlers vermieden wird.

Synchrongeneratoren in thermischen Kraftwerken stellen Kurzschlussleistungen bereit, die die Nennleistungen deutlich übersteigen. Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb (s.o.) können ebenfalls Kurzschlussströme liefern. Die Wechselrichter von Wind- und Solaranlagen können nur in begrenztem Maße Kurzschlussleistung liefern, sie ist durch die Leistung der Umrichter begrenzt. Es gibt spannungseinprägende und netzbildende Umrichter, die mehr Beitrag zur Kurzschlussleistung bieten, aber der breite Einsatz geht mit neuen regelungstechnischen Herausforderungen einher (Deutsche Energie-Agentur, 2020).

Die *Schwarzstartfähigkeit* bezeichnet die Fähigkeit einer Erzeugungsanlage, nach einem Netzausfall, also ohne externe Stromversorgung, wieder hochzufahren und Strom in das Netz einzuspeisen. Diese Fähigkeit ist nicht intrinsisch, da die meisten Erzeugungsanlagen für den Start des Betriebs Strom beziehen müssen. Typischerweise können Wasserkraftwerke und Gasturbinen diese Systemdienstleistung erbringen, wofür sie ggf. Notstromaggregate oder andere Energiequellen nutzen. Die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit wurde bislang mit bilateralen Verträgen zwischen Energieerzeugern und Netzbetreibern geregelt, seit 2024 ist ein marktgestütztes Beschaffungsverfahren im Aufbau (Netztransparenz, 2025b).

3.1.5 Redispatch

Elektrizität wird Deutschlandweit gehandelt, ohne dass dabei die begrenzte Übertragungsfähigkeit des Stromnetzes berücksichtigt wird. Wenn es dazu kommt, dass ein Stromtransport nicht stattfinden kann, findet Redispatch statt, damit das lokale Gleichgewicht von Erzeugung und Nachfrage gewährleistet wird: Stromerzeuger „vor“ dem Netzengpass reduzieren ihre Erzeugung, Stromerzeuger „hinter“ dem Engpass erhöhen sie. Auch zu- oder abschaltbare Lasten können am Redispatch teilnehmen (Netztransparenz 2025c).

Der Bedarf an Redispatch steigt, wenn der Netzausbau nicht mit dem Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien Schritt halten kann. Bei den aktuellen Verzögerungen im Netzausbau ist ein weiterer Anstieg des Redispatchbedarfs zu erwarten, der aber bei aufholendem Netzausbau wieder sinken wird.

3.2 Flexibilitätsoptionen und ihre Eignung zur Zielerfüllung

Um einschätzen zu können, welche Flexibilitäten in welchem Umfang für welche der in Kapitel 3.1. aufgeführten Zwecke geeignet sind, werden im Folgenden die Technologien und Strategien jeweils kurz charakterisiert. Basis dafür ist jeweils die verfügbare Literatur.

Dargestellt wird jeweils ...

- ... zu welchen Einsatzzwecken der Flexibilitätsoptionen (aus Kapitel 3.1) die Flexibilitätsoptionen beitragen können
- ... wie groß das Potenzial ist (insb. Leistung, Energie, THG-Minderung) bzw. wodurch es begrenzt wird
- ... in welchem Ausmaß sie beitragen können (beispielsweise Zeitrahmen der Speicherung)
- ... welche Kosten damit einhergehen (Investitions- und Betriebskosten)
- ... welche Energieeffizienz oder -verluste sie aufweisen
- ... welche Nachteile oder Zielkonflikte es gibt
- ... in welcher Geschwindigkeit und Zeitschiene sie zugebaut werden könnten.

Nicht alle diese Parameter lassen sich auf Basis vorhandener Literaturquellen eindeutig oder überhaupt quantifizieren, zudem gibt es systemische Abhängigkeiten, Wechselwirkungen, Kosten-Potenzial-Zusammenhänge etc. Ziel der Kurzbeschreibungen ist deswegen nicht ein vollständiges Datenset, sondern ein vorrangig qualitativer Vergleich der jeweiligen Alternativen untereinander und mit H₂-ready- bzw. H₂-Backup-Kraftwerken.

3.2.1 Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite

Die Energieeffizienz ist nach dem Energy Efficiency First-Prinzip (vgl. Kapitel 4 und 8.2) jedem Ausbau des Energieangebots vorzuziehen, wenn dies wirtschaftlicher ist.

Grundsätzlich kann angenommen werden, dass Energieeffizienz auf der Nachfrageseite die Last zu jeder Tageszeit zu gleichen Prozentzahlen reduziert. Das betrifft also auch Spitzen der Residuallast, insbesondere in Zeiten der ‚Dunkelflaute‘. Eine gezielte Verringerung von Lastspitzen oder Lastverlagerung, auch für Regelleistung, Frequenz- und Spannungshaltung wird der nächsten Flexibilitätsoption, nämlich Demand Response, zugeordnet. Jedoch kann auch die gezielte Förderung von Energieeffizienzpotenzialen, deren Lastprofil zu höheren Einsparungen während der üblichen Spitzenzeiten der positiven Residuallast führt (derzeit zwischen ca. 16 und 20 Uhr im Winterhalbjahr mit hohen Strompreisen, aber auch nachts und morgens), eine Flexibilitätsoption für die gezielte Verringerung dieser Lastspitzen sein. Hierfür besonders geeignete Energieanwendungen werden nach Tabelle 3-1 vorgestellt.

Wie die Abschätzungen in der Tabelle zeigen, sind die Lastreduktionspotenziale durch die Energieeffizienz sehr groß. Sie sind auch deutlich größer als eventuelle Einbußen beim Potenzial für Demand Response, die entstehen können, weil durch die Energieeffizienz die Last reduziert wird, denn das Potenzial für Demand Response ist bei Wärmepumpen deutlich geringer (s.u. unter *flexibler Betrieb von Wärmepumpen*). Anders als es der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung gleich an zwei Stellen suggeriert, besteht hier also kein Problem durch die Energieeffizienz.

In der Stromversorgung selbst gibt es noch Potenziale zur Verringerung von Netzverlusten, auch wenn diese schon relativ gering sind. Die Verringerung von Netzverlusten in Leitungen und Transformatoren reduziert die Last in den vorgelagerten Netzebenen. Gleiches gilt für

dezentrale KWK, z.B. aus bestehenden, überbauten Biogasanlagen (s.u.) oder Geothermie (s.u.), wenn sie zu Zeiten hoher Residuallast eingesetzt wird. Die Wirkung ist dabei regional differenziert zu betrachten. Die Potenziale anderer KWK-Anlagen werden bei der Flexibilitätsoption *Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen* mit analysiert, s.u. . Energieeffizienz in anderen Kraftwerken wirkt sich nicht auf die Last aus.

Kriterium	Eignung von gezielter Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Angebotsseite
Kurzbeschreibung der Option	Energieeffizienz auf der Nachfrageseite zur Stromeinsparung allgemein und gezielt für die Stromeinsparung zur Verringerung von Spitzen der Residuallast; Verringerung von Netzverlusten
Einsatzzwecke	Senkung der positiven Residuallast, besonders in Zeiten der ‚kalten Dunkelflaute‘.
Potenzial	<p>Energieeffizienz birgt insgesamt ein sehr großes Potenzial zur Reduzierung der positiven Residuallast, s.u. für Details. Wichtige Energieanwendungen mit großem Potenzial sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gebäude mit Wärmepumpen, bei 60% Anteil an den Gebäuden: durch Sanierung der ineffizienten Gebäude über 60TWh/a Stromeinsparung (Mellwig et al, 2025); Lastabsenkung bei hoher Residuallast zum Zeitpunkt der ‚kalten Dunkelflaute‘ ca. 25 GW. • Beleuchtung in Bürogebäuden, Schulen, Gastronomie, aber auch Haushalten und Industrie: auch hier könnten in den frühen Abendstunden während der maximalen Residuallast nach einer vorsichtigen Schätzung mehrere GW Reduktionspotenzial vorhanden sein. <p>Industrie: ca. 90 TWh/a Stromsparpotenzial in klassischen Anwendungen (Antriebe, Kälte, Druckluft, Beleuchtung; Meyer et al., 2023). Dadurch würde sich die Spitzenlast um mindestens 10 GW reduzieren. Ein Teil dieser Potenziale wird allerdings in der Referenzentwicklung bereits realisiert. Eine Quantifizierung ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich.</p>
Kosten	Wenn die Investition zum Zeitpunkt einer ohnehin anstehenden Erneuerung oder Sanierung erfolgt, sind diese Potenziale zumeist wirtschaftlich (s.u.).
Energieeffizienz oder Energieverluste	Durch diese Flexibilitätsoption wird die Energieeffizienz in der Energieanwendung deutlich gesteigert.
Zubau	<p><i>Zubaugeschwindigkeit:</i> Der Zubau der Energieeinsparpotenziale richtet sich in der Regel nach den üblichen Erneuerungszyklen, denn dann ist er zumeist wirtschaftlich.</p> <p><i>Dauer eines Projekts:</i> Einige Wochen oder Monate. Dann tritt auch unmittelbar die entsprechende Reduktion der Residuallast ein.</p> <p>Bei einem Zyklus von beispielsweise 20 Jahren können im Jahr durchschnittlich 5% der Gebäude, Anlagen oder Geräte optimiert werden, bei 40 Jahren im Durchschnitt 2,5 % pro Jahr. Wesentlich schneller könnte es bei der Beleuchtung gehen, denn hier lohnt sich auch der vorzeitige Austausch von Glüh- oder Halogenlampen und oft sogar von Leuchtstofflampen.</p>

Kriterium	Eignung von gezielter Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Angebotsseite
	<p>Bei den Wärmepumpen kommt deren Marktdurchdringung bis zum Zielwert von ca. 60% der Gebäude als limitierender Faktor hinzu.</p> <p>Potenzial in Gebäuden mit Wärmepumpen bei ambitioniertem Wärmepumpenzubau und hoher Sanierungsrate (5% der ineffizienten Gebäude pro Jahr):</p> <p>Bis 2030 ca. 3 GW</p> <p>Bis 2035 ca. 11,5 GW.</p> <p>Bis 2045 ca. 25 GW</p> <p>Trotz hoher Rendite wird ein Großteil des Potenzials von potenziellen Investor*innen u.a. aufgrund oft langer Amortisationszeiten nicht gehoben, auch wenn diese unter der Nutzungsdauer liegen. Das gilt für alle Sektoren, aber besonders für die Industrie (Meyer et al., 2023). Daher ist eine Unterstützung durch Politikinstrumente des ‚Förderns, Forderns und Informierens‘ sowie praktischer Unterstützung notwendig (vgl. Kapitel 4 und 8.1).</p>

Tabelle 3-1: Eignung und Potenzial der gezielten Energieeffizienz als Flexibilitätsoption

Energieanwendungen, die für eine Reduktion der Residuallast besonders geeignet sind, umfassen:

- Wärmepumpen, deren Zahl im Zuge der Wärmewende erheblich zunehmen soll. Ihr Verbrauch ist besonders in den Zeiten der ‚kalten Dunkelflaute‘ hoch relevant, kann aber durch die energetische Sanierung der Gebäudehülle deutlich reduziert werden. Damit sind erhebliche Kosten- und Ressourceneinsparungen für die Volkswirtschaft und ihre Bürger*innen und Unternehmen verbunden (vgl. z.B. Thomas et al., 2024b). Nach Berechnungen des ifeu könnte z.B. eine vollständige energetische Sanierung der Wohngebäude der Effizienzklassen F, G und H im Jahr 2045 mehr als 60 TWh/Jahr an Strom für Wärmepumpen einsparen (Mellwig et al, 2025). Zum Zeitpunkt der kalten Dunkelflaute bei einer Außentemperatur von etwa minus 5 °C könnte damit nach unseren Berechnungen auf Basis üblicher jährlicher Vollbenutzungsstunden (VBH) der Wärmelast die elektrische Residuallast um etwa 25 GW geringer ausfallen als ohne Sanierung der Gebäude.
 - Die Investitionen liegen beispielsweise laut Hasse et al. (2025) bei ca. 24-30 Mrd. €/a für die energetische Gebäudesanierung und ca. 13-16 Mrd. €/a für die Heizungsumstellung auf Wärmepumpen; in öffentlichen Nichtwohngebäuden allein wird der Investitionsbedarf bis 2045 auf 120 Mrd. € (d.h. 6 Mrd. €/a) beziffert (dena, 2024). In der Regel sind die Investitionen wirtschaftlich für selbstnutzende Eigentümer*innen und Vermietende, wenn über die Nutzungsdauer von 20 bis 30 Jahren gerechnet wird (vgl. z.B. Thomas et al., 2024b).
- Energieeffiziente Gebäude dienen auch der Flexibilität des Stromsystems: Die Gebäudemasse speichert deutlich mehr Energie als eine Batterie oder große

Wärmespeicher; und ein Gebäude der Energieeffizienzklasse A hat erst nach mehr als 12 Stunden 1,5 Grad an Innentemperatur verloren, während dies bei einem ineffizienten Gebäude der Klasse G oder H nur 2 bis 3 Stunden dauert (Mellwig et al., 2025). Auf diese Weise federn effiziente Gebäude spontane und nicht langanhaltende Wetterextreme (besonders hohe Hitze oder Kälte) besser ab, was einen intelligenteren Energieverbrauch ermöglicht und Zeiten hoher Strompreise effektiv überbrückt.

Der flexible *Betrieb* der Wärmepumpen wird weiter unten behandelt.

- Beleuchtungssysteme in Industrie und Gewerbe, die oftmals einem veralteten Stand der Technik entsprechen. Eine Auswertung von Energieaudits im Rahmen der Energieeffizienznetzwerke der IREES Energieeffizienzdatenbank zeigt, dass ein Austausch des Beleuchtungssystems oder die Optimierung der Beleuchtungskomponenten bzw. Lichtmanagement in den top zehn Branchen im Mittel zwischen 119 und 275 MWh/a Strom einspart. Das Einsparpotenzial in den dort erfassten 818 Audits wird mit 52 GWh/a angegeben, was bei 6000 VBH bereits eine Reduktion der Stromlast von knapp 9 MW bedeutet. Bezogen auf die Gesamtheit der deutschen Unternehmen (und ebenso Haushalte) ist demnach von einem großen Einsparpotenzial im Bereich energieeffizienter Beleuchtung auszugehen. (Steinbach et al., 2019)
- Die deutsche Industrie könnte nach Meyer et al. (2023) Effizienzpotenziale entsprechend 44 Prozent ihres Endenergiebedarfs des Jahres 2021 (410 von 940 TWh/a) mit standardmäßig verfügbaren Energieeffizienz-Technologien und bei hoher wirtschaftlicher Zusatzrendite erschließen – ohne Produktionseinschränkungen. 92 TWh/a von diesem Potenzial finden sich in klassischen Stromanwendungen (Antriebe, Kälte, Druckluft, Beleuchtung). Selbst wenn ein Lastgang mit 6.000 oder mehr Vollastbenutzungsstunden pro Jahr angenommen wird, entspricht dies einer Reduktion der Gesamtlast um 10 bis 15 GW.

Insbesondere effiziente Elektromotoren in Industrieanlagen besitzen ein enormes Potenzial zur Verringerung der Last, da die Bereitstellung mechanischer Energie ca. 70 % der industriellen Stromnachfrage verursacht. Die prozessbezogenen Einsparpotenziale im produzierenden Gewerbe werden in einer älteren Studie mit ca. 90 TWh/a (325 PJ/a) quantifiziert, davon ca. 28 TWh im Bereich elektrische Antriebe und fast 20 TWh im Bereich Pumpen (Henzelmann & Büchele, 2009).

Nach Meyer et al. (2023) lässt sich ein Energieeinsparpotenzial von 77,68 TWh_{el}/a sowie 332,75 TWh_{th}/a mit einer Investitionssumme von 214,59 Mrd. € wirtschaftlich erschließen. Das entspricht Investitionskosten von 523 €/(MWh/a), ohne Unterscheidung zwischen Wärme und Strom. Als Teilmenge des Gesamtpotenzials ist ein ‚marktnahes Einsparpotenzial‘ von 162 TWh/a mit Amortisationszeiten unter drei Jahren und mit einer Investitionssumme von ca. 38,27 Mrd. € zu heben (ca. 236 €/(MWh/a)).

3.2.2 Demand Response

An dieser Stelle liegt der Fokus auf Lastverlagerungen in der Industrie und im Gewerbe als Antwort auf Preis- und ggf. direkte Steuersignale. Das Lastverlagerungspotenzial von *Wärmepumpen* und *Power-to-Heat-Anlagen in Wärmenetzen* wird separat betrachtet, s.u..

Kriterium	Eignung von Demand Response
Kurzbeschreibung der Option	Kurzfristige Reaktion auf Preis- und ggf. direkte Steuersignale: Lastreduktion in Zeiten hoher Stromnachfrage bzw. knappen Angebots sowie Lasterhöhung in Zeiten mit Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien
Einsatzzwecke	Reduktion der positiven Residuallast innerhalb eines Tages (Intraday); Abfahren von Lastgradienten; Frequenzhaltung/Regelleistung (aFRR und mFRR); Redispatch und damit auch Verringerung des erforderlichen Ausbaus von Netzkapazitäten. Kein Beitrag zu anderen Einsatzzwecken.
Potenzial	<p>Verschiedene Studien haben technische, wirtschaftliche oder soziotechnische Potenziale für Lastreduktion oder Lasterhöhung durch Demand Response abgeschätzt (z.B. Langrock et al., 2015)</p> <p>Nach Angaben von EWI&BET (2025) wurde im ERAA 2024 ein kostenoptimales Potenzial industrieller Lastflexibilität von ca. 4,5 GW im Jahr 2030 und ca. 6,5 GW im Jahr 2035 errechnet. Demgegenüber geht die BNetzA in ihrem Bericht zur Versorgungssicherheit (BNetzA, 2025b) von einem maximalen Potenzial zur Lastreduktion von ca. 4,2 GW aus, das sich im Zeitverlauf nicht ändert (vgl. Abbildung 3 in diesem Bericht). Davon stehen zum Zeitpunkt der maximalen Residuallast ca. 3,5 GW zur Verfügung.</p> <p>Bereits heute stellt industrielles Lastmanagement Regelleistung zur Verfügung. Je nach Produkt betrug der Beitrag der Kategorie „Nachfrage/DSM“ in den letzten Jahren bis zu etwa 0,8 GW, vor allem für aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves, früher als Sekundärregelleistung oder Minutenreserve bekannt) und mFRR (manual Frequency Restoration Reserves, früher als Minutenreserve bekannt); für FCR nur 0,12 GW, so auch aktuell (März 2025); außerdem 2025 rund 0,63 GW für negative aFRR/mFRR und knapp 0,5 GW für positive aFRR/mFRR (50Hertz et al., 2025). Das Potenzial könnte auch hier entsprechend den o.g. Abschätzungen höher sein.</p> <p>Speicherkapazität der Produktionsanlagen, Lagerkapazitäten und Just-in-Time-Operation sowie Stromtarife, die gleichmäßige Nachfrage anregen (Leistungspreise), können begrenzende oder hemmende Faktoren sein.</p>
Kosten	<p>Variable Kosten für Lastreduktion überwiegend 0-500 €/MWh (Lastverschiebung) mit Ausreißern bis 2.000 €/MWh für Lastverzicht; Variable Kosten für Lasterhöhung 0- 200 €/MWh; Einmalige Fixkosten bis zu 21.000€ pro MWh Verschiebepotenzial; Laufende Fixkosten (höherer Personalbedarf) bis zu 6.250€/MWh/Jahr Verschiebepotenzial (Fiorini et al., 2022).</p> <p>Nach der Modellierung für das ERAA 2024 (EWI&BET, 2025) und das Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA (2025b) wird das o.g. Potenzial von industriellem Lastmanagement als wirtschaftlich eingeschätzt.</p>

Kriterium	Eignung von Demand Response
Energieeffizienz oder Energieverluste	Betrieb bei ungünstigeren Prozessparametern zur Lasterhöhung oder -absenkung kann die Energieeffizienz des Prozesses leicht verringern
Zubau	<i>Zubaugeschwindigkeit in MW/a und Dauer eines Projekts:</i> Der Zubau kann durch Nachrüstung potenziell flexibler Lasten mit Steuertechnik grundsätzlich sehr schnell erfolgen. Dementsprechend könnte das Potenzial innerhalb weniger Jahre ausgenutzt werden, wenn die Rahmenbedingungen stimmen.

Tabelle 3-2: Eignung und Potenzial von Demand Response als Flexibilitätsoption

Exkurs: Voraussetzung für Demand Response und andere verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen: registrierende Lastmessung oder intelligentes Messsystem

Eine Voraussetzung für den Einsatz von Demand Response und den übrigen verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen (Batterien, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, s.u.) ist das Vorhandensein von klassischen registrierenden Lastmessgeräten oder intelligenten Messsystemen.

Mit klassischen registrierenden Lastmessgeräten sind grundsätzlich alle Verbrauchsstellen über 100 kW in Deutschland bereits ausgestattet.

Ende 2024 waren ca. 640.000 intelligente Messsysteme in Deutschland installiert, was einen Zuwachs von einer halben Million Zählern binnen drei Jahren bedeutet. Ca. 20 Mio. existierende Zähler sind bereits elektronisch und/ oder digital, 30 Mio. Zähler sind noch vollständig analog.

Weitere Informationen vgl. Kapitel 8.1.3.

Weiteres Potenzial könnte in den Haushalten bestehen. Die Warmwasserbereitung in Haushalten ist bisher kaum für Demand Response geeignet, da in Deutschland vorwiegend Geräte mit geringer Leistung zum Einsatz kommen, die zudem mangels intelligenter Steuerung nicht zur Lastverschiebung genutzt werden können. Der verschiebbare Anteil des Stromverbrauchs zur Warmwasserbereitung in Deutschland wird auf 25 Prozent geschätzt, was 7 TWh/a entspricht. Die positive Regelleistung liegt zwischen 0 und 850 MW, die negative Regelleistung bei bis zu 5 GW (Stadler, 2005). Da aus hygienischen Gründen im Neubau in der Regel elektrische Durchlauferhitzer anstelle zentraler Warmwasserbereitungsanlagen verbaut werden, können die tatsächlichen Werte mittlerweile die Schätzungen aus der Studie von 2005 übersteigen, ohne dass dies jedoch die Aussage grundsätzlich verändert.

3.2.3 Batteriespeicher

Batterien sind elektrochemische Speicher, die Strom aufnehmen, speichern und gezielt wieder abgeben können. Sie basieren auf unterschiedlichen elektrochemischen Prozessen. Prinzipiell ist die Energieaufnahme und -abgabe bei allen Typen gut regelbar. Es muss unterschieden werden zwischen Netz- oder Großbatterien, in die primär investiert wird, um einen Nutzen fürs Energiesystem zu liefern, und solchen, die primär einem anderen Zweck (z.B. Elektromobilität oder Steigerung des PV-Eigenverbrauchs) dienen, aber auch im Energiesystem eingesetzt werden können. Alle diese Arten von Batterien werden hier gemeinsam analysiert.

Kriterium	Eignung von Batteriespeichern
Kurzbeschreibung der Option	Ein- oder Ausspeicherung von Strom als Reaktion auf Preis- und ggf. direkte Steuersignale: Einspeichern in Zeiten mit Überschuss an Strom aus erneuerbaren Energien, Stromeinspeisung durch Ausspeichern in Zeiten hoher Stromnachfrage bzw. knappen Angebots
Einsatzzwecke	Batteriespeicher können kurzfristige (Intraday) positive Residuallasten abdecken, bei entsprechender Kapazität auch über zwei Tage, darüber hinaus nur noch bedingt im Zusammenwirken mit anderen Flexibilitätsoptionen. Batterien können auch im Lastfolgebetrieb arbeiten, Regelleistung bereitstellen, in gewissem Maß Blindleistungsregelung betreiben, zur Schwarzstartfähigkeit und zum Redispatch beitragen. Sie können keine Kurzschlussströme bereitstellen und sind allein nicht zur Abdeckung längerer Dunkelflauten geeignet. Details s.u.
Potenzial	<p>Prinzipiell nicht begrenzt für Großspeicher, abhängig von marktlichen Rahmenbedingungen. Seitens der Netzbetreiber genannte Zahlen zu Anschlussbegehren für Großbatterien summieren sich auf bis zu 720 GW. Es ist allerdings unwahrscheinlich, dass sich solche Kapazitäten materialisieren, weil weit vor deren Erreichen die Spreizung im Strompreis, aus der sie ihre Einnahmen beziehen würden, schon deutlich abnehmen würde.</p> <p>Für Batteriefahrzeuge ist das Potenzial abhängig vom Wachstum des Bestands und der Steuerungsfähigkeit (Smart charging, bidirektionales Laden) sowie dem durchschnittlich nutzbaren Anteil der Kapazitäten. Zwar würden 10 Mio. Elektroautos bei durchschnittlich 11 kW Ladeleistung und 60 kWh Kapazität eine Gesamtkapazität von 110 GW und 600 GWh bereitstellen, aber es muss noch der Primärzweck der Reichweite gewährleistet und sie müssen mit dem Netz verbunden sein, so dass jederzeit nur ein Teil der Kapazität für den Netznutzen bereitsteht. Die für Netzzwecke verfügbare Speicherleistung und -Kapazität schwanken dementsprechend im Tagesverlauf. Der Versorgungssicherheitsbericht (BNetzA, 2025b) sieht beispielsweise ein maximales Lastsenkungspotenzial von 11,4 GW bei einer Anzahl von 15 Mio. Elektrofahrzeugen in 2030. Dieser Maximalwert kann jedoch nur in einer Stunde des Jahres erreicht werden. Nur in 5% der Stunden liegt das verfügbare Lastsenkungspotenzial über 7,2 GW, der Median liegt bei 3,5 GW. Im Mittel sind also nur ein Bruchteil in der Größenordnung weniger Prozent der theoretischen Leistung verfügbar.</p>

Kriterium	Eignung von Batteriespeichern
	<p>Wenn der gesamte PKW-Bestand und zunehmend auch Nutzfahrzeuge auf batterieelektrische Antriebe umgestellt sein wird, wird das Potenzial entsprechend höher sein.</p> <p>Als dritten Gruppe von Batterien könne auch die Heimspeicher und andere Batterien, die zusammen mit PV-Anlagen installiert werden, zur Flexibilität beitragen. Aktuell haben diese Speicher mit 18,3 GWh Batteriekapazität (bei ca. 11,5 GW Leistung) sogar den weitaus größten Anteil der Batteriekapazitäten in Deutschland. Sie werden jedoch zumeist zur Maximierung des Eigenverbrauchs genutzt und bisher nicht systemdienlich geladen oder entladen. Die BNetzA (2025b) sieht hierin ein sehr hohes Potenzial, das schon bis 2035 auf insgesamt 37 GW ansteigen könnte. Agora & FfE (2023) schätzen das Gesamtpotenzial für 2035 sogar auf etwa 50 GW und ca. 150 GWh.</p> <p>Für unspezifizierte Batterien insgesamt erwarten Mahner et al. (2025) im Jahr 2050 eine installierte Leistung von rund 285 GW mit einer Kapazität von ca. 500 GWh.</p>
<p>Kosten</p>	<p>Die Investitionskosten betragen aktuell ca. 140 €/kWh. Pro rückgespeicherter MWh können sich daraus Kosten von 65 bis 410 € für Lithium-Ionen-Batterien ergeben (con energy, 2025).</p> <p>Bei Batteriefahrzeugen und Heimspeichern ist nur die Investition in die Steuerungsfähigkeit als zusätzliche Kosten für die netz- und systemdienliche Nutzung anzusehen.</p> <p>Die variablen Kosten beinhalten in erster Linie die Strombezugskosten abzüglich der Erlöse aus dem Stromverkauf. Bei Batteriefahrzeugen und Heimspeichern sind zusätzlich die Mehrkosten für den Smart Meter und die Kosten der Aggregation zu berücksichtigen. Im Einzelfall kann es zudem Opportunitätskosten durch Verzicht auf den eigentlichen Nutzungszweck geben.</p>
<p>Energieeffizienz oder Energieverluste</p>	<p>Wirkungsgrad (inkl. Wechselrichter): ca. 90% je Zyklus</p>
<p>Zubau</p>	<p>Aktuell findet ein dynamischer Zubau statt, die Batteriekapazität ist im ersten Halbjahr 2025 um 20% gestiegen und es werden weitere dynamische Entwicklungen erwartet.</p> <p>Die Langfristszenarien erwarten Batteriekapazitäten von 50 GWh in 2030, 70 GWh in 2035 und 95 GWh in 2045 (Sensfuß et al., 2025) (kombiniert aus Groß- und Heimspeichern).</p> <p>Im Versorgungssicherheitsbericht (BNetzA, 2025b) wird ein deutlicher Hochlauf der Elektromobilität und der Heimspeicher als Flexibilitätsoption ermittelt. Die verfügbare Lastreduktion zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast wird für 2030 auf 7,2 GW für bidirektionales Laden und 6,1 GW für Heimspeicher geschätzt, für 2035 dann schon auf 20,6 GW für bidirektionales Laden und 29,1 GW für Heimspeicher (vgl. Abbildung 3 in diesem Bericht). Allerdings wird nach der Modellierung nur eine kombinierte Lastreduktion aller Nachfrageflexibilitäten (inkl. Elektrolyseuren, Wärmepumpen, Power-to-Heat und Demand Response) von 30 GW benötigt. Aufgrund der gesamtwirtschaftlich geringeren Kosten setzen sich die nachfrageseitigen Batteriespeicher gegenüber den Großbatteriespeichern</p>

Kriterium	Eignung von Batteriespeichern
	<p>in der Modellierung klar durch. Für Letztere wird nur ein Beitrag von etwa 1 GW ermittelt, der angesichts von deren aktueller Ausbaudynamik unrealistisch niedrig erscheint.</p> <p>Großspeicherprojekte können derzeit in ca. 2 Jahren umgesetzt werden (Lichner, 2025). Für Heimspeicher und Elektromobile ist nicht mit signifikanten Umsetzungsdauern zu rechnen, um sie flexibel einsetzbar aufzurüsten. Jedoch ist ein Smart Meter Voraussetzung dafür (s.o. unter Demand Response und Kap. 3.2).</p> <p>Es findet aktuell ein starker Ausbau der Produktionskapazitäten statt.</p>

Tabelle 3-3: Eignung und Potenzial der Batteriespeicher als Flexibilitätsoption

Es werden je nach Batterietyp unterschiedliche elektrochemische Prozesse und Prinzipien genutzt. Neben den weit verbreiteten Lithium-Ionen-Batterien sind zum Beispiel Vanadium-Redox-Flow-Batterien oder klassische Blei-Säure-Batterien zu nennen. Aktuell werden auch alternative Technologien wie Natrium-Ionen-Batterien intensiv beforscht, die im Vergleich zu Lithium-Ionen-Batterien deutlich günstigere Kosten und weniger kritische Rohstoffe benötigen.

Die Entwicklung der Energiespeicher ist aktuell sehr dynamisch. Im ersten Halbjahr 2025 wurden über eine Viertelmillion neue Batteriespeicher mit ca. 2 Gigawatt Leistung und 3,55 Gigawattstunden Kapazität in Betrieb genommen. Stand Juli 2025 sind damit insgesamt 18,3 GWh Batteriekapazität (bei ca. 11,5 GW Leistung) in Heimspeichern und etwa 3,8 GWh (bei ca. 3 GW Leistung) in Gewerbe- und Großspeichern installiert. Dieser aktuelle Ausbauschwung wird sich absehbar fortsetzen; es sind laut Marktstammdatenregister weitere 4,7 GW mit 9,4 GWh Speicherkapazität in Planung (Siemer & Enhardt, 2025). Zusätzlich zu diesen stationären Speichern sind Stand Juli 2025 ca. 1,8 Millionen Elektroautos mit Batterien in Deutschland zugelassen (Statista, 2025b).

Batteriespeicher können eine Vielzahl der in Kapitel 3.1 geschilderten Einsatzzwecke für Flexibilitäten abdecken. Bei den folgenden Ausführungen ist zu beachten, dass Großbatterien, die primär für den Netznutzen errichtet werden und im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, flexibler und breiter eingesetzt werden können als Heimspeicher und Batterien in Elektromobilen, die dezentral im Verteilnetz angeschlossen werden und vorrangig für andere Zwecke genutzt werden. Aus Umweltsicht haben Letztere dagegen den Vorteil, dass sie bereits für die anderen Zwecke produziert und installiert wurden, so dass nur ein geringer zusätzlicher Ressourcenaufwand für die Technik zur netz- oder marktdienlichen Nutzung entsteht. Auch die Kosten können niedriger sein als für Großbatterien, die primär für den Netznutzen errichtet werden (BNetzA, 2025b). Dezentrale Speicher können über Aggregatoren am Strommarkt und am Regelleistungsmarkt teilnehmen, aber es ergeben sich besondere Herausforderungen durch begrenzte Verfügbarkeiten und Netzengpässe im Verteilnetz.

- Batteriespeicher können **positive Residuallasten** abdecken und tun dies auch bereits, wenn sie am Strommarkt aktiv sind.

- Allerdings können ‚**Dunkelflauten**‘ von mehr als zwei Tagen durch Batteriespeicher allein nicht abgesichert werden. Batteriespeicher haben üblicherweise Kapazitäten, mit denen sie einige Stunden lang Energie liefern können; Dunkelflauten hingegen übersteigen diese Zeiträume. Eine Ausnahme könnten neuartige Eisen-Luft-Batterien liefern, die in den Niederlanden entwickelt werden und ersten Berichten zufolge ihre Leistung bis zu 100 Stunden liefern können sollen (Rayner, 2025). Bis wann diese kostengünstig mit großen Kapazitäten verfügbar sein werden, lässt sich derzeit nicht abschätzen.
- Batterien sind sehr gut geeignet für Frequenzhaltung bzw. **Regelleistung**. Sie können sehr schnell und ausreichend lang auf Frequenzschwankungen im Netz reagieren, um sowohl FCR als auch FRR zu liefern, und dabei sowohl positive sowie negative Regelleistung bereitstellen.
- Die Wechselrichter, über die Batterien ans Netz angeschlossen werden, sind in der Lage, **Blindleistung** unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung bereitzustellen. Damit können Batterien zur Spannungshaltung beitragen und sind gemäß (Übertragungsnetzbetreiber, 2024) auch verpflichtet, diese Systemdienstleistung vorzuhalten.
- Batterien können sehr hohe Leistungsgradienten liefern. Sie sind deswegen technisch gut in der Lage, einen **Lastfolgebetrieb** trägerer Systemkomponenten abzufedern. Allerdings sind Batteriespeicher, die am Markt agieren, zurzeit selbst Verursacher von starken Lastgradienten, so dass eine Begrenzung der Leistungsgradienten für marktorientierte Batterien eingeführt wird (Übertragungsnetzbetreiber, 2024).
- Batteriespeicher nehmen am **Redispatch** teil.
- Batterien müssen so ausgelegt sein und betrieben werden, dass sie auch bei Netzausfall ihre Eigenbedarfsversorgung sicherstellen können, so dass sie im Netzaufbau schnell wieder zugeschaltet werden können. Sie können dadurch auch aktiv zum Netzaufbau beitragen und bieten somit in gewissem Maße **Schwarzstartfähigkeit** (Übertragungsnetzbetreiber, 2024).
- Batterien können über ihre Umrichter in begrenztem Maße Kurzschlussströme bereitstellen.

Es ist nicht möglich, ein klares Potenzial für Batteriespeicher abzuschätzen. Technische Potenzialgrenzen ergeben sich aus der Verfügbarkeit von Rohstoffen, was durch die Entwicklung neuer Technologien umgangen werden kann. Das wirtschaftliche Potenzial hängt stark von den Marktentwicklungen ab. Verschiedene Szenariostudien sehen eine große Bandbreite von wirtschaftlicher Batterieleistung. Allerdings zeigt sich beispielsweise in den Langfristszenarien (Sensfuß et al., 2025) und im Bericht der Bundesnetzagentur (2025b) zur Versorgungssicherheit, dass die den Szenarien zu Grunde liegenden Modelle den aktuell dynamischen Zubau insbesondere an Großspeichern nicht abbilden.

Die Preise für Batterien sind in den letzten Jahren massiv zurückgegangen und lagen 2023 bei ca. 140 €/kWh (Statista, 2023). Sie unterschreiten damit aktuell bereits

Kostenschätzungen, die noch vor wenigen Jahren für das Jahr 2030 gemacht wurden (z.B. in den Datensätzen der Danish Energy Agency). Es ist von weiteren Preisdegressionen auszugehen, allerdings ist nicht absehbar, bis auf welches Niveau die Preise sinken werden.

3.2.4 Flexible Elektrolyse

Alkalische und Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure sind die Haupttechnologien für den Aufbau der H₂-Erzeugung. Sie ermöglichen schnelle Leistungsänderungen, sodass sie als flexible Last netz- und systemdienlich eingesetzt werden können. Ihre Standorte werden aus ökonomischen und systemischen Gründen überwiegend in der Nähe zur erneuerbaren Stromerzeugung und daher im Norden von Deutschland bzw. vor den Netzengpässen (Nord-Süd-Richtung) liegen. Ihr Beitrag wird dadurch auf die Integration von EE-Strom im Norden sowie mögliche Regelleistung (aufgrund ihrer Eigenschaften besonders Minutenreserve) begrenzt bleiben. Aufgrund des stark stockenden Ausbaus von Elektrolyseprojekten ist mit einem nennenswerten Umfang in GW-Größe erst (weit) nach 2030 zu rechnen. Langfristig kann und wird sich dies durch den weiteren Ausbau auf 15-208 GW_{el} je nach Szenario zu Gunsten von systemdienlichen Beiträgen ändern. In der Systementwicklungsstrategie wird dagegen nur eine deutlich engere Bandbreite von 60-80 GW_{el} angenommen (EWI & BET, 2025, S. 120).

Kriterium	Eignung von flexiblen Elektrolyseuren
Kurzbeschreibung der Option	Alkalische und Membranbasierte Elektrolyseure (AEL und PEMEL) können als elektrische Last sehr flexibel betrieben werden und damit zur Integration von EE-Strom und Entlastung des Stromnetzes beitragen. Sie koppeln durch ihre H ₂ -Erzeugung zudem den Strom- mit dem Wasserstoffsektor.
Einsatzzwecke	<p>Deckung von positiver Residuallast: bei nachfragegeführtem Betrieb indirekt durch Leistungsreduktion möglich, Intraday gut, bis ca. zwei Tage mit Einschränkungen</p> <p>Abfahren/Kompensieren von Lastgradienten: möglich durch flexibles Rauf- und Runterfahren der Leistung</p> <p>Regelleistung*: möglich, je nach Technologie</p> <ul style="list-style-type: none"> • AEL: mFRR=JA, (aFRR und FCR nur bedingt) • PEMEL: mFRR und aFRR=JA, (FCR nur bedingt) <p>Redispatch: abhängig vor allem vom Standort und der Betriebsweise möglich, durch Leistungserhöhung, wenn vor dem Netzengpass (also vor allem im Norden) und umgekehrt, falls hinter dem Netzengpass liegend, zusätzlich jeweils netzdienlicher (Teillast-)Betrieb als Voraussetzung</p> <p>Kein Beitrag zur Spannungshaltung und zur Schwarzstartfähigkeit</p> <p>*Primärregelleistung nur mit Einschränkungen; Sekundärregelleistung durch AEL nur mit Einschränkungen; 1) (Nationaler Wasserstoffrat, 2024); 2) (acatech und DECHEMA, 2025a)</p>
Potenzial	Prinzipiell nicht begrenzt, abhängig von marktlichen Rahmenbedingungen, dem EE-Stromanteil und den H ₂ -Bedarfen für die CO ₂ -neutrale Transformation

Kriterium	Eignung von flexiblen Elektrolyseuren
Kosten	<p>CAPEX: 1200 €/kW_{el} bis 1.700 €/kW_{el} (reine Anlagenkosten) (FfE, 2025b; Matthes, 2025)</p> <p>12.05.26 16:41:00Insgesamt bis ca. 3.120 €/KW_{el} inkl. Nebenkosten wie z.B. Planung und Grundstücke (FfE, 2025b)</p> <p>OPEX: abhängig von Stromkosten, Wirkungsgrad und Volllaststunden</p>
Energieeffizienz oder Energieverluste	Aktuell: ≤62% Langfristig: ≤75% (jeweils bezogen auf Heizwert). (Matthes, 2025)
Zubau	<p>Bis 2030: Ziel 10 GW, Projektankündigungen bis 13 GW bis 2030, davon 3 GW systemdienlich geplant (aber noch nicht ausgeschrieben)</p> <p>Bis 2032: 15 GW_{th} (FNB Gas, 2024)</p> <p>Bis 2045: 15-208 GW_{el} (EWI & BET, 2025, S. 120)</p> <p>Verfügbare Lastreduktion im Zeitpunkt der höchsten Residuallast: ca. 4 GW in 2030 und 5 GW in 2035 (BNetzA, 2025b; vgl. Abbildung 3 in diesem Bericht); jedoch tatsächlicher Einsatz fraglich, denn Elektrolyseure beziehen Strom eher nicht zu diesem Zeitpunkt, weil Strom dann teuer ist.</p> <p>Projekt-Dauer: bis zu mehreren Jahren (von der Planung bis Errichtung)</p>
Besondere Aspekte	<p>Aktuell Stagnation bis Rückgang des Hochlaufs durch Verschiebung bzw. Absage von Elektrolyse-Projekten (trotz Förderungen), zudem befinden sich die meisten angekündigten Projekte noch in der Planungs-/Konzeptphase und weisen keine FID aus (vgl. acatech und DECHEMA, 2025a; dena, 2025).</p> <p>Anbieter finden aufgrund hoher Gestehungs-Kosten bzw. OPEX-Risiken keine verbindlichen Abnehmer bzw. ausreichend günstige Finanzierung</p> <p>Markt-Dilemma:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Noch zu hohe Differenzkosten zu fossilem Gas bzw. grauem Wasserstoff • Zielkonflikt zwischen hohen Volllaststunden wegen Wirtschaftlichkeit und begrenzten Volllaststunden zur Integration von EE-Strom (RFNBO-Kriterien etc.) • Anbieter wollen möglichst langfristige und Abnehmer möglichst flexible, kurzfristige Verträge abschließen <p>Mittelkürzungen für Forschung und Entwicklung sowie Förderung erschweren den H₂-Hochlauf.</p>

Tabelle 3-4: Eignung und Potenzial der flexiblen Elektrolyse als Flexibilitätsoption

Flexibilität insgesamt: Für die strombasierte Produktion von Wasserstoff kommen drei verschiedene Elektrolysetechnologien in Frage: die alkalische (AEL), die Protonenaustauschmembran (PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL). Die ersten beiden Technologien können relativ gut und schnell auch aus dem Kaltstart (AEL: 1-10 Min., PEMEL: 1 Sek.-5 Min.) ihre Last verändern und somit als flexible Last für Netz- und Systemdienstleistungen sowie für die Integration von schwankendem EE-Strom eingesetzt

werden (VDE, 2023, S. 3). Die HTEL ist aufgrund der hohen Betriebstemperatur träge und stellt daher in der Regel eine Grundlast dar. Eine Flexibilisierung von HTEL ist jedenfalls nur begrenzt und mit relativ hohem Aufwand möglich, siehe (Wuppertal Institut, 2020), sie wird daher hier nicht als Flexibilitätsoption berücksichtigt.

Die HTEL ist zudem techno-ökonomisch noch nicht so ausgereift wie die AEL und PEMEL und wird daher aus heutiger Sicht eher einen Nischenmarkt bedienen.

Deckung positiver Residuallast: Wenn zu wenig EE-Strom für die Deckung der Last vorhanden ist, können die bereits laufenden Elektrolyseure (sofern dies der Fall ist) ihre Last reduzieren und dadurch indirekt einen Beitrag zur Deckung der Residuallast bzw. zur Senkung von nötiger backup-Leistung leisten. Dies dürfte jedoch auf den Intraday-Ausgleich, eventuell Residuallastereignisse von zwei Tagen, und ansonsten auf unerwartete Zeiten mit positiver Residuallast beschränkt bleiben. Ansonsten können Elektrolyseure im Vorfeld zur Vermeidung bzw. Reduktion von positiver Residuallast eingesetzt werden. Es kann jedoch auch Fälle geben, in denen die Elektrolyse trotzdem in Betrieb bleiben wird, weil die Folgekosten für eine Reduktion/Abregelung zu hoch sind.

Über die Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs in Wasserstoffkraftwerken sind Elektrolyseure **indirekt** sehr wichtig für die Deckung auch längerer Ereignisse mit hoher Residuallast.

Abfahren von Lastgradienten: Durch ihre schnellen Reaktionszeiten können Elektrolyseure grundsätzlich Lastgradienten folgen und sie glätten helfen. Hierbei sind wie zuvor auch die betriebswirtschaftlichen Zielkonflikte mit den Kosten für schnellere Degeneration und höhere Instandhaltung zu berücksichtigen.

Regelleistung: AEL und PEMEL eignen sich gut für die Bereitstellung und Erbringung von manueller (tertiärer) Regelleistung (mFRR), die PEMEL darüber hinaus aufgrund ihrer guten Teillastfähigkeit und schnelleren Reaktionszeiten auch für die automatische (sekundäre) Regelleistung sowie ggf. für die Erbringung von Primärregelleistung (VDE, 2023). Die Bereitstellung erfordert jedoch einen Teillastbetrieb, um entsprechend nach oben oder unten anpassen zu können. Zudem erhöhen Lastzyklen die Degeneration der Stacks und damit die Wartungs-/ Instandhaltungskosten. Beides ist von Nachteil für die Wirtschaftlichkeit. Demgegenüber können allein durch die Bereitstellung sowie zusätzlich durch den Abruf von Regelleistung Erlöse generiert werden. Inwiefern das für eine Kompensation ausreicht hängt von den marktlichen Rahmenbedingungen ab und kann nicht im Rahmen dieser Studie erörtert werden.

Redispatch: Elektrolyseure im Norden bzw. vor den Netzengpässen in Nord-Süd-Richtung können durch Lasterhöhung mehr EE-Strom abnehmen und dadurch Netzengpässe bzw. Redispatcheinsatz vermeiden bzw. entlasten helfen. Dies gilt umgekehrt grundsätzlich auch für Elektrolyseure ab der Mitte Deutschlands (hinter den Netzengpässen), wenn sie ihre Leistung reduzieren. Allerdings dürften sie aufgrund ihres nachfrageorientierten Einsatzes diesbezüglich stärker begrenzt sein, als die erzeugungsorientierten Elektrolyseure.

Potenzial: Das Potenzial für die Erzeugung von grünem H₂ mittels Elektrolyse (AEL und PEMEL) hängt von der Verfügbarkeit und den Kosten von EE-Strom, der Nachfrage und Zahlungsbereitschaft von den Abnehmern sowie den entsprechenden politischen, regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab. Bei der PEMEL ist zudem die Abhängigkeit von den kritischen Ressourcen Iridium und Platin, die für die Katalysatoren verwendet werden, zu beachten. Ihre Kosten und Verfügbarkeiten schränken das Potenzial der PEMEL im Vergleich zur AEL zusätzlich ein.

Zubau: Bis zum Jahr 2030 wird für den H₂-Hochlauf laut aktueller Nationaler Wasserstoffstrategie eine elektrische Elektrolyseleistung in Höhe von 10 GW in Deutschland angestrebt. Aktuell installiert sind jedoch erst ca. 0,15 GW (vor allem in Form von Demonstrations- und Pilotanlagen), während bis 2030 insgesamt ca. 13,4 GW an Elektrolysekapazitäten angekündigt sind (acatech und DECHEMA, 2025b). Davon befindet sich jedoch zum einen der überwiegende Teil noch im Planungsstadium bzw. weist noch keine finale Investitionsentscheidung auf. Zum anderen werden aktuell reihenweise (geförderte) Projekte gestoppt oder abgesagt, sodass die obige Zielerreichung zunehmend unwahrscheinlich wird. Daher wird aktuell vom BMW in seinen Schlussfolgerungen zum Monitoringbericht zur Energiewende (BMW, 2025) vorgeschlagen, das jetzige Ziel durch flexible Ziele zu ersetzen und damit nicht mehr weiter zu verfolgen. Welche Auswirkungen damit verbunden sein werden, ist noch nicht abzusehen.

Vom (immer noch aktuellen) 10-GW-Ausbauziel soll „der Großteil“ der zu errichtenden Elektrolyseure systemdienlich verortet und betrieben werden, um zusätzliche Treibhausgasemissionen und Engpässe sowie negative Umweltfolgen zu vermeiden (BMW, 2023). Konkret sollten dafür als kurzfristige Maßnahme im Rahmen einer Verordnung zum WindSeeG §96 insgesamt 3 GW bis 2030 systemdienlich ausgeschrieben werden (bereits ab 2023 bis 2028 jeweils 500 MW jährlich). Diese Planungen sind jedoch seinerzeit und später aufgrund des unerwarteten Regierungswechsels Anfang 2025 bisher nicht umgesetzt worden. Demnach fehlt es auch an konkreten, öffentlichen Anforderungen an die systemdienlichen Eigenschaften von Elektrolyseuren.

Eine zentrale Voraussetzung für flexible, systemdienliche Elektrolyseure ist der richtige **Standort**. Aus netzdienlicher und wirtschaftlicher Sicht sind die Standorte in Regionen mit hoher Verfügbarkeit von EE-Strom, wo sie nicht zu Netzengpässen beitragen bzw. diese reduzieren helfen. Dazu gehören vor allem Standorte nördlich der aktuellen Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz, also in den nördlichen, windstarken Regionen. Standorte im Süden können dagegen zur Verschärfung von Netzengpässen beitragen (BDEW, 2025a; CONSENTEC, 2023; Nationaler Wasserstoffrat, 2024). Dementsprechend befinden sich im Antrag für das H₂-Kernnetz der FNB bezogen auf das Jahr 2023 die meisten Elektrolyseleistungen in der nördlichen Hälfte Deutschlands (FNB Gas, 2024, S. 22).

Eine weitere Voraussetzung ist eine flexible Betriebsweise, die sich zum Beispiel an den day-ahead oder intraday Spotmarktpreisen orientiert. Zusätzlich kann eine Integration in Redispatch bzw. in den Regelleistungsmarkt zum systemdienlichen Einsatz beitragen. Die Betriebsweise wird jedoch als weniger wichtig als die Standortauswahl angesehen

(CONSENTEC, 2023). Aufgrund der noch hohen Kosten wird aus wirtschaftlichen Gründen jedoch ein eher grundlastartiger Betrieb angereizt, sodass es zusätzliche Anreize bzw. Instrumente für den flexiblen Einsatz braucht (vgl. Kap. 4 und 8.1).

3.2.5 Flexibler Betrieb von Wärmepumpen (Speicherung im Gebäude/Pufferspeicher)

Mit zunehmender Anzahl der Wärmepumpen nimmt auch ihr Potenzial zur Lastverlagerung zu. Dazu können einerseits die ohnehin vorhandenen Pufferspeicher genutzt werden, oder es werden zusätzliche Speicherkapazitäten für Flexibilität installiert. Um ein Vielfaches größer ist allerdings das Potenzial zur Speicherung in der Gebäudemasse. Und die Speicherdauer wird durch eine energetische Gebäudesanierung wesentlich erhöht, von ca. 2 Stunden in einem sehr ineffizienten auf 12 oder mehr Stunden in einem sehr gut gedämmten Gebäude (Mellwig et al., 2025). Damit ist ein sehr gut gedämmtes Gebäude in der Lage, die Last zur Heizung mittels Wärmepumpe teilweise aus Zeiten hoher Residuallast um mehrere Stunden in Zeiten geringer Residuallast zu verlagern.

Kriterium	Eignung von flexiblem Wärmepumpenbetrieb mit Speicherung der Wärme im Gebäude oder Pufferspeichern
Kurzbeschreibung der Option	Flexibler Betrieb der Wärmepumpen auf der Nachfrageseite mittels Speicherung der Wärme in der Gebäudemasse oder Pufferspeichern zur Verringerung von Spitzen der Residuallast
Einsatzzwecke	<p>Senkung der positiven Residuallast im Tagesverlauf (Intraday) durch Verlagerung; i.V.m. Speichern oder ggf. Absenkung der Raumtemperatur eingeschränkt auch für längere Zeiträume.</p> <p>Integration erneuerbarer Energien und Abfangen von Lastgradienten durch stromgeführte Wärmezeugung und Nutzung von Überschussstrom. Über Aggregatoren auch Teilnahme an der Regelleistung (aFRR und mFRR) und am Redispatch möglich.</p> <p>Kein Beitrag zu anderen Einsatzzwecken (Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit) zu erwarten.</p>
Potenzial	<p>Hierzu existieren verschiedene, nicht vergleichbare Angaben. Die Gesamtzahl muss für die Klimaneutralität bis 2045 auf ca. 12 bis 14 Mio. Wärmepumpen (60 bis 70% des Gebäudebestands) anwachsen (z.B. Mellwig et al., 2025). Jedoch wird auch die Steuerbarkeit erst im Laufe der Jahre zunehmen.</p> <p>Mit gleicher Berechnungsmethode wie für die gezielte Steigerung der Energieeffizienz verbleibt nach der Energieeinsparung eine Last von ca. 55 GW.</p> <p>Angaben aus der Literatur:</p> <p>Gemäß Agora Energiewende (2023) im Jahr 2035: in der Jahressumme der Fälle von Lastverschiebung 5,3-5,6 TWh Potenzial für Lasterhöhung und 5,2-5,5 TWh für Lastreduktion, je nach Tarif. Die Gesamtspeichergröße im Jahr 2035 wird in dem Bericht auf ca. 2.200 GWh geschätzt.</p>

Kriterium	Eignung von flexiblem Wärmepumpenbetrieb mit Speicherung der Wärme im Gebäude oder Pufferspeichern
	<p>Laut Bundesnetzagentur (2025b) wird ein maximales Lastreduktionspotenzial von Wärmepumpen auf 26,2 GW in 2040 geschätzt, abrufbar für eine Stunde. Wie oben diskutiert, kann die Abrufdauer bei gut gedämmten Gebäuden auch deutlich länger sein.</p> <p>Hemmnis: dynamische Stromtarife sind in Deutschland bislang wenig verbreitet</p>
Kosten	<p>Betriebskosten Smart Meter für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG: 50 €/a; Investitionskosten Pufferspeicher je nach Technik ca. 8-25€/kWh Kapazität; Mehrkosten Betonkernaktivierung 40-60 €/m² (Solaridee, 2022) bei Speicherkapazität von 0,43 kWh/m² (vgl. Mellwig et al., 2025) entspricht ca. 90-140 €/kWh Kapazität; Investitionskosten Wärmepumpe: 500-1100 €/kW ohne Installation – diese ist jedoch nicht der flexiblen Nutzung zuzurechnen</p> <p>Einsparungen in Betriebskosten auf Haushaltsebene von bis zu 19% und auf Systemebene von bis zu 24% bei Tarif mit zeitvariablen Erzeugungskosten und Netzentgelten („Voll-Flex“) (Eicke et al., 2024)</p> <p>Grenzkosten Lastreduktion (Eignung für Sekundärreserve und Minutenreserve) ca. 2,90 €/MWh</p> <p>Grenzkosten Lasterhöhung (Eignung für Sekundärreserve, Minutenreserve und Stundenreserve) ca. 3 €/MWh (Fiorini et al., 2022)</p>
Energieeffizienz oder Energieverluste	<p>Verluste von Pufferspeichern (1%/h + 5%/Ladezyklus) laut Eicke et al. (2024): Effizienz der Wärmepumpe kann bei Lastverlagerung steigen oder sinken: geringerer Temperaturhub, also größere Effizienz, bei höherer Außentemperatur (Wärmepumpenbetrieb tagsüber bei niedrigen Strompreisen), jedoch größerer Temperaturhub, also geringere Effizienz, bei geringerer Außentemperatur (nächtlicher Wärmepumpenbetrieb)</p>
Zubau	<p>Zubaugeschwindigkeit: Den Hochlauf für das maximale Lastreduktionspotenzial von Wärmepumpen gibt die BNetzA (2025b) mit 0,4 GW in 2025, 6,4 GW in 2030, 17,6 GW in 2035 und 26,2 GW in 2040 an, abrufbar für eine Stunde. Dies ist jedoch aufgrund fehlender Angabe von Installationszahlen nicht nachvollziehbar und mit den Angaben von Agora Energiewende (2023) für 2035 vergleichbar.</p> <p>Von diesem Potenzial ist im Zielszenario gemäß der optimierenden Modellierung eine verfügbare Lastreduktion durch Wärmepumpen im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland von knapp 4 GW in 2030 und 12,7 GW in 2035 verfügbar (BNetzA, 2025b, Anlage 5; vgl. Abbildung 3 in diesem Bericht).</p> <p>Aus dem Lastreduktionspotenzial lässt sich zudem die Entwicklung im Zeitverlauf weder für die installierte Gesamtleistung noch für die Gerätezahlen ableiten und umgekehrt, weil die Steuerbarkeit ebenfalls erst im Zeitverlauf zunimmt.</p> <p>Zwischenwerte für den Bestand werden von Agora Energiewende (2023) wie folgt prognostiziert: 6 Mio. WP in 2029, 9 Mio. in 2035. Diese sind möglicherweise noch nicht vollständig ansteuerbar.</p> <p>Dauer eines Projekts: Die Nachrüstung der Steuerbarkeit kann innerhalb weniger Wochen erfolgen.</p>

Kriterium	Eignung von flexiblem Wärmepumpenbetrieb mit Speicherung der Wärme im Gebäude oder Pufferspeichern
Besondere Aspekte	Die Flexibilität von Wärmepumpen kann nur dann genutzt werden, wenn eine entsprechende Wärmenachfrage gegeben ist. Sie ist damit im Winter höher als im Sommer und am Tag höher als in der Nacht.

Tabelle 3-5: Eignung und Potenzial des flexiblen Betriebs von Wärmepumpen als Flexibilitätsoption

3.2.6 Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen

Power-to-Heat (PtH), also die elektrische Wärmeerzeugung, wird in Wärmenetzen auf zwei unterschiedliche Arten eingesetzt. Es gibt elektrische Kessel, die in bivalenten Systemen zusätzlich zu konventionellen Wärmeerzeugern wie KWK-Anlagen eingesetzt werden. Sie übernehmen die Wärmeerzeugung bei sehr niedrigen oder negativen Strompreisen. Zunehmend werden auch (Groß-)Wärmepumpen in Wärmenetzen eingesetzt, die Strom mit deutlich höheren Wirkungsgraden in Wärme umwandeln und nicht als Ergänzung, sondern als Alternative zu herkömmlichen Wärmeerzeugern eingesetzt werden. Power-to-Heat stellt eine Verbindung zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor her (Sektorkopplung) und kann dadurch die Flexibilität, die auf der thermischen Seite gehoben werden kann, der elektrischen Seite nutzbar machen.

Wärmenetze bieten einerseits einen inhärenten, also dem Netz selbst innewohnenden Puffer, so dass PtH Anlagen ihre Leistung vorübergehend verändern können, ohne die Wärmeversorgung zu unterbrechen. Dadurch können PtH-Anlagen sowie auch KWK-Anlagen in Wärmenetzen Regelleistung bereitstellen. Durch zusätzliche Pufferspeicher werden die Freiheitsgrade der Wärmeerzeugung größer, so werden Verschiebungen der Wärmeerzeugung um mehrere Stunden oder Tage möglich und die Anlagen können zum Residuallastausgleich beitragen.

Kriterium	Eignung von Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen
Kurz-beschreibung der Option	Strom kann mittels Wärmepumpen oder Elektrokesseln in Wärme für Fernwärmenetze umgewandelt werden. Dadurch wird die Flexibilität auf der Wärmeseite, die durch Wärmespeicher noch deutlich gesteigert werden kann, auf der Stromseite nutzbar gemacht.
Einsatzzwecke	Kurz- bis mittelfristige Abmilderung positiver Residuallasten, je nach wirtschaftlich möglicher Speichergröße, technisch auch bis mehr als 5 Tage möglich Abfedern von Lastgradienten, Regelleistung, Spannungshaltung, Redispatch, Blindleistungsmanagement können gut bereitgestellt werden. Nur die Schwarzstartfähigkeit fehlt dieser Flexibilitätsoption.

<p>Potenzial</p>	<p>Gemäß BNetzA (2025b) wird das maximale Flexibilitätspotenzial für PtH in der Fernwärme von 13,5 GW_{el} in 2030, je 15,0 GW_{el} in 2035 und 2040 geschätzt. Bei angenommener Verschiebedauer von 8 Stunden entspricht das 108 (2030) bzw. 120 (2035) GWh_{el} je Aktivierung.</p> <p>Zusammen mit dem wesentlich geringer eingeschätzten Potenzial für PtH in der Industrie stehen im Ergebnis der Optimierungsrechnungen im Zielszenario im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Jahr 2030 ca. 5,7 GW und 2035 ca. 7,7 GW an Lastreduktion aus PtH zur Verfügung (BNetzA, 2025b, Anlage 5; vgl. Abbildung 3 in diesem Bericht). Ob die Umstellung auf PtH in der Fernwärmeversorgung bis 2030 so schnell erfolgt wie in der Quelle angenommen, muss sich noch erweisen.</p> <p>Das Potenzial für thermische Speicher in Wärmenetzen ist technisch nicht begrenzt. Auch eine saisonale Speicherung ist möglich; das Potenzial von Erdbeckenspeichern wird auf 33 bis 75% des Fernwärmebedarfs in Deutschland geschätzt (Mennel & Fischer, 2024)</p>
<p>Kosten</p>	<p>Wärmespeicher kosten ca. 3.000 €/MWh für Speicher in der Größenordnung von 175 MWh. Die spezifischen Kosten sinken deutlich mit zunehmendem Speichervolumen. (Danish Energy Agency, 2025) erwarten keine signifikante Kostensenkung in den nächsten Jahren.</p>
<p>Energieeffizienz oder Energieverluste</p>	<p>Durch die Verschiebung des Energiebezugs wird die Effizienz der Wärmepumpen und Elektroheizer nicht verändert, es entstehen allerdings Verluste im thermischen Speicher in Höhe von ca. 0,2 % pro Tag (Danish Energy Agency, 2025).</p>
<p>Zubau</p>	<p>Der Zubau beginnt, es sind aktuell ca. 180 MW Großwärmepumpen installiert, 1,5 GW geplant. Im Jahr 2024 waren etwa 60 Pufferspeicher in Fernwärmenetzen installiert (Mennel & Fischer, 2024).</p> <p>Der Zubau eines Wärmespeichers dürfte wenige Monate bis wenige Jahre in Anspruch nehmen, je nach Größe und örtlichen Gegebenheiten.</p>
<p>Besondere Aspekte</p>	<p>Das Flexibilitätspotenzial korreliert zur Wärmenachfrage und ist entsprechend vor allem im Winter vorhanden, dagegen im Sommer begrenzt. Es kann außerdem nicht beliebig abgerufen werden, verschobener Energiebezug muss je nach Speicherladestand zunächst wieder ausgeglichen werden.</p>

Tabelle 3-6: Eignung und Potenzial von PtH und Speicherung in Wärmenetzen als Flexibilitätsoption

Das Flexibilitätspotenzial, das PtH in Wärmenetzen bietet, wird einerseits durch die elektrischen Leistungen der Wärmeerzeuger bestimmt und andererseits durch die Verschiebedauer, die durch die Speicherung ermöglicht werden kann. Dabei ist allerdings zu beachten, dass dieses Potenzial zeitlich nicht konstant ist: Nur wenn ein Wärmebedarf vorliegt, kann er auch zeitlich verschoben werden. Das Potenzial ist somit im Winter höher als im Sommer und tagsüber höher als nachts. Jedoch treten Ereignisse mit längeren und hohen positiven Residuallasten in der Regel im Winterhalbjahr auf, so dass das Potenzial von PtH in Wärmenetzen und der Bedarf recht gut zueinander passen.

Welche Leistung an Wärmeerzeugern zukünftig zu erwarten ist, hängt mit der Entwicklung des Gesamt-Energiesystems zusammen. Hier wird im Folgenden Bezug genommen auf das

Szenario O-45 Strom der Langfristszenarien, welches die Grundlage für die aktuelle Systementwicklungsstrategie bildet. Sollte jedoch die Elektrifizierung weniger vorangetrieben werden, als dort angenommen, ist mit geringeren Leistungen zu rechnen. Im Szenario O-45 Strom werden in den Jahren 2030 und 2035 ca. 52 GW_{th} aus Wärmepumpen und in 2040 60 GW_{th} erwartet, hinzu kommen jeweils 12 GW_{th} aus Kesseln. Umgerechnet in elektrische Leistung⁶ ergeben sich damit ca. 30 GW_{el} in 2030 und 2035 und ca. 32 GW_{el} in 2040.

In der Realität kann nicht die gesamte Wärmepumpenleistung gleichzeitig abgerufen werden, sondern der Hebel ist beschränkt auf die im jeweiligen Moment tatsächlich zu- oder abschaltbare Last. In Tabelle 3-6 wird in der Zeile ‚Potenzial‘ das Ergebnis der Analysen der BNetzA (2025b) dargestellt.

Die möglichen Verschiebedauern sind abhängig davon, wie groß die Wärmespeicher ausgelegt werden. Wärmespeicher sind sehr flexibel auslegbar, es gibt kein festes Verhältnis zwischen Leistung und Speichergröße wie bei Batterien. Je nach Auslegung können Speicher auf Verschiebungen zwischen wenigen Stunden bis zu mehreren Tagen ausgelegt werden⁷. Hier wird deswegen vereinfacht von einer Verschiebedauer von 8 Stunden ausgegangen, was in Kombination mit der Reduktionsleistung Zielszenario im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland aus (BNetzA, 2025b) eine verschiebbare Elektrizitätsmenge von 45 GWh je Aktivierung in 2030 bzw. 61 GWh in 2035 ergibt. Das gilt zwar nur unter der Annahme, dass das gesamte von der BNetzA ermittelte Potenzial der Wärmepumpen zur Lastverlagerung in den Wärmenetzen besteht. Bis 2035 sind auch fossile KWK-Anlagen in Wärmenetzen in Betrieb, die die Wärmespeicher ebenfalls nutzen können.

Hinzu kommen KWK-Anlagen mit Biomasse und Geothermie, deren Potenzial allerdings separat analysiert wird.

Die Technologien der Großwärmepumpen, Elektrokessel und Wärmespeicher sind verfügbar. Aktuell sind lediglich ca. 60 Großwärmepumpen mit 180 MW Leistung installiert. Der Markt nimmt aktuell Fahrt auf, insbesondere durch die kommunale Wärmeplanung: Weitere 1,5 GW Wärmepumpenleistung sind in Bau und Planung (BDEW, 2025b).

PtH und Speicherung in Wärmenetzen können zu den folgenden Einsatzzwecken beitragen:

- Positive **Residuallasten** können zeitweise abgemildert werden, indem durch Wärmespeicherung der Strombezug zur Wärmeerzeugung aus Zeiten hoher Residuallast heraus verschoben wird. Ein signifikanter Beitrag zur Abdeckung von längeren ‚**Dunkelflauten**‘ ist allein durch diese Option nur mit sehr großen Wärmespeichern möglich. Deren Bau stellt technisch kein Problem dar, die Wirtschaftlichkeit ist allerdings zu prüfen.

⁶ Unter der Annahme, dass Wärmepumpen einen mittleren Umwandlungsgrad von 300 % und elektrische Kessel von 99% aufweisen.

⁷ Auch saisonale Wärmespeicherung ist möglich, mit deren Hilfe beispielsweise solarthermische Wärme aus dem Sommer im Winter nutzbar gemacht wird. Diese saisonalen Speicher sind hier nicht Gegenstand der Betrachtung.

- Durch gezielte Steuerung der elektrischen Wärmeerzeugung können steile **Lastgradienten** gut abgedeckt werden.
- PtH- und KWK-Anlagen in Fernwärmesystemen können **Regelleistung** anbieten, sowohl positive als auch negative. Dabei ist allerdings die eingeschränkte zeitliche Verfügbarkeit zu beachten.
- Es ist technisch möglich, die Umrichter, mit denen Großwärmepumpen angeschlossen werden, zum Blindleistungsmanagement und damit zur **Spannungshaltung** einzusetzen. KWK-Anlagen können ebenfalls Blindleistung bereitstellen.
- Power-to-Heat- und KWK-Anlagen können im **Redispatch** eingesetzt werden.
- Als elektrische Lasten ohne die Fähigkeit zur Stromerzeugung ist es Power-to-Heat-Anlagen nicht möglich, zur Bereitstellung von **Kurzschlussströmen** oder zur **Schwarzstartfähigkeit** beizutragen. KWK-Anlagen können dazu allerdings beitragen.

3.2.7 Biogas-Überbauung

Insgesamt bestanden in Deutschland Ende 2023 9.909 Anlagen für die Produktion von Biogas (sowie Biomethan), mit einer elektrischen Leistung von ca. 5,9 GW_{el} und damit verbundener Strom- und Wärmeerzeugung (Statista, 2025c). Dabei handelt es sich grundsätzlich um gesicherte und gut steuerbare Stromerzeugungs-Kapazitäten. Diese werden allerdings bisher vornehmlich wärmegeführt und grundlastartig betrieben. Die arbeitsrelevante Leistung beträgt laut (Maciejczyk, 2025) ca. 3,8 GW (vgl. auch unten), sodass rechnerisch ein freies Einsatzpotenzial von ca. 2 GW in Form von Biogas-BHKW-Anlagen verfügbar ist.

Durch Einführungen von Flexibilitäts-Prämie für Bestandsanlagen und Flexibilitäts-Zuschlag für Neuanlagen konnten zwar bereits ca. 61% der installierten Leistung (inkl. Biomethan-Anlagen), also rund 4 GW_{el}, flexibilisiert werden. Der Umfang der flexiblen Nutzung ist jedoch unbekannt und wird wahrscheinlich noch nicht voll ausgenutzt (Fraunhofer IEE, 2025). Darauf lassen die relativ konstanten Einsatzzeitreihen für die Stromerzeugung aus Biomasse⁸ schließen, die dieses Jahr in den Sommermonaten nur wenig um etwa 4 GW schwanken und in den Wintermonaten auf knapp 5 GW ansteigen (Fraunhofer ISE, 2025).

Daher könnten bereits bestehende Biogasanlagen grundsätzlich kurzfristig in signifikantem Umfang zusätzliche flexible Leistung zur Verfügung stellen. Dazu müssten zusätzliche BHKW-Motoren zur Stromerzeugung zugebaut werden, so dass sich die Kapazität erhöht, während die jährliche Stromerzeugung durch die verfügbaren Biogasmengen auf dem gleichen Niveau verbleibt. Daher wird von ‚**Überbauung**‘ gesprochen. Zudem ist ein größerer Biogasspeicher erforderlich. Die Anlage lässt sich dann wesentlich flexibler einsetzen: in Zeiten hoher Residuallast und damit hoher Börsenstrompreise ist ihr Stromoutput bis zu

⁸ Nicht Biogas allein, sondern übergeordnet Strom aus Biomassekraftwerken (inkl. Biogas).

zwei- oder dreimal höher als bisher, in Zeiten niedriger Börsenstrompreise dagegen niedriger oder null. Aufgrund bestehender Fertigungskapazitäten für BHKW in Höhe von 6 GW/Jahr besteht diesbezüglich auf Herstellerseite kein relevanter Engpass für einen Ausbau. Das dürfte auch für die zusätzlich erforderlichen Biogas- und ggf. Wärmespeicher gelten.

Engpässe bestehen nach (Maciejczyk, 2025) dagegen in den begrenzten Ausschreibungsmengen bzw. damit verbundenen einschlägigen Anforderungen an Anschlussförderung und Flexibilisierung sowie die Möglichkeiten zur Verstärkung der Netzanschlüsse für die Überbauung von Anlagen. Die Anforderungen seien teils zu streng bzw. die Förderanreize zu gering, um Betreiber von Bestandsanlagen in der Breite zur Flexibilisierung durch Überbauung (s.u.) zu bringen. Vorbehalte und lange Realisierungszeiten für neue/stärkere Netzanschlüsse von Netzbetreibern können zusätzlich hemmend wirken.

Es bleibt daher fraglich und abzuwarten, inwiefern die Erwartungen, dass laut (Gatzen et al., 2025) durch Überbauung bis 2030 zusätzlich 6 GW (und bis 2045 sogar bis 24 GW) an gesicherter und flexibel einsetzbarer Leistung installiert werden, realisiert werden können. Es kann im Gegenteil kurzfristig auch ein möglicher Rückgang der installierten Leistung drohen, wenn Anlagen aufgrund der auslaufenden Förderung und wirtschaftlich nicht überzeugenden Anschlussförderung stillgelegt werden.

Kriterium	Eignung von Biogas-Überbauung
Kurzbeschreibung der Option	Überbauung von Biogas-BHKW/KWK-Anlagen (BGA) durch zusätzliche Anlagen/Kapazitäten für die Stromerzeugung (Leistungssteigerung), Biogas- und Wärmespeicherung, um die Anlagen flexibler (bedarfsgerechter bzw. stromgeführt, insbesondere bei hohen Börsen-Strompreisen, dafür bei niedrigen oder negativen Strompreisen nicht) betreiben zu können.
Einsatzzwecke	<p>Grundsätzlich alle Einsatzzwecke:</p> <p>Abdeckung von positiver Residuallast: Intraday und bis zwei Tage wirtschaftlich gut möglich, auch bis über 5 Tage technisch möglich, aber durch Wirtschaftlichkeit der Biogas- und ggf. Wärmespeicherung begrenzt,</p> <p>Abfahren/Kompensieren von Lastgradienten bzw. -Spitzen, mit Einschränkungen durch die meist grundlastorientierte Fahrweise,</p> <p>Frequenzhaltung/Regelleistung (vor allem durch Sekundär- und Tertiär-Regelleistung, in Form von virtuellen Kraftwerken),</p> <p>Spannungshaltung,</p> <p>Schwarzstartfähigkeit,</p> <p>Redispatch.</p>
Potenzial	<p>Ausgangsbasis 2023:</p> <ul style="list-style-type: none"> Leistung insg. ca. 6,6 GW_{el} *, Netto-Stromerzeugung: ca. 27,4 TWh (UBA und AGEE 2025) (entsprechend ca. 4.150 Volllaststunden) <p>→ grundsätzlich gesicherte, steuerbare Leistung, die flexibler als bisher einsetzbar wäre.</p>

Kriterium	Eignung von Biogas-Überbauung
	<ul style="list-style-type: none"> Durch Flex-Prämie (Bestand) und -Zuschlag (Neuanlagen) sind bis 2023 insgesamt ca. 61% der installierten Leistung flexibilisiert worden (entspricht ca. 3,6-4,0 GW (s.u.), je nach Quelle für die installierte Leistung) (Fraunhofer IEE, 2025) <p>Kurzfristig seien zusätzlich: $\leq 1,6$ GW und „später“ ≤ 4 GW/a möglich (wenn die Ausschreibungen angepasst werden dürfen, s.u.) (Kirchner & Ehlerding, 2025)</p> <p>Bis 2030 wird in einer Analyse (Gatzen et al., 2025, S. 17f) durch Überbauung eine zusätzliche Leistung von 6 GW erwartet und langfristig (bis 2045) durch weiteren, systematischen Überbau ein Potenzial von 24 GW gesehen.</p> <p>* Abweichende Angabe in (Kirchner und Ehlerding 2025) mit ca. 5,9 GW (9.909 Anlagen) und 31,4 TWh</p>
Kosten	<p>Investitionen und Betriebskosten für Biogasanlagen mit 510 kW_{el} Bemessungsleistung und flexibler Fahrweise (Fraunhofer IEE et al., o. J., S. 23ff):</p> <ul style="list-style-type: none"> Bestand*: 2.560 €/kW (25,58 ct/kWh ohne Wärmegutschrift) Neuanlage: 7.520 €/kW (31,52 ct/kWh ohne Wärmegutschrift) <p>Förderkosten für Bereitstellung flexibler Leistung (Fraunhofer IEE 2025, S. 36ff):</p> <ul style="list-style-type: none"> 130 €/kW (Flex-Prämie, zuletzt gemäß EEG 2017 (§ 50 b)) für Bestandsanlagen durch Erweiterung, Umrüstung (gutachterlicher Nachweis der technischen Eignung) => Gesamtförderkosten 224 Mio. € in 2022 für 3,8 GW und rd. 4.800 Biogasanlagen (ca. 50%); und 65 €/kW (Flex-Zuschlag) für Neuanlagen durch Überbauung für Bereitstellung flexibler Leistung => Gesamtförderkosten 8,2 Mio. € in 2022 für 127 MW und 191 Anlagen (inkl. 10 Biomethananlagen) <p>Aus einer Förderung der bis 2010 installierten 2,3 GW_{el} Anlagen mittels Flex-Zuschlag in Höhe von 65 bis nun aktuell 100 €/kW resultieren 230 Mio. € Förderkosten.</p> <p>Im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken mit Einsatz grünem Wasserstoff kommt eine Studie (Elhaus et al., 2024) zu deutlich geringeren Kosten der Biogas-Überbauung. Dabei wurde eine Speicherkapazität für 160 Stunden, also eine annähernd siebentägige ‚Dunkelflaute‘, zugrundegelegt.</p>
Energieeffizienz	<p>BHKW Wirkungsgrad elektrisch 28 - 47 %</p> <p>BHKW Wirkungsgrad thermisch 34 - 55 %</p> <p>BHKW Wirkungsgrad gesamt ca. 85 - 90 %</p> <p>(FNR, 2025a)</p>
Zubau	<p>Rückblick:</p> <p>Zwischen 2014 und 2024 insg. ca. 2,2 GW, davon ca. 2 GW bis 2020, zuletzt nur noch ca. 40 MW, größte jährliche Zubauraten bisher ca. 1 GW (2009) und 0,8 GW (2011)</p>

Kriterium	Eignung von Biogas-Überbauung
	<p>Ausblick</p> <p>Ausschreibung für 2025 bis zuletzt insg. 550 MW: davon 363 MW (1. Okt.) (BNetzA 2025e) und 187 MW (1. April, war mit 543 MW deutlich überzeichnet) (clearingstelle EEG, 2025)</p> <p>Nach jüngster Zustimmung der EU am 18.09.25 zum Biomassepaket vom 24.02.25 gilt nun die bereits Anfang des Jahres beschlossene Erhöhung auf 1,3 GW für 2025 (d.h. nun 813 GW zum 01.10., die auch zugeteilt wurden) und dann 1,1 GW für 2026.</p> <p>Die Bundesnetzagentur nimmt in ihrem jüngsten Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit an, dass die Biomasse-Kraftwerkskapazität zunächst auf 11 GW in 2030 steigt und danach auf 7,5 bzw. 3,8 GW in 2035 bzw. 2040 zurückgeht. Der Anteil von must-run Anlagen an den Volllaststunden liegt ab 2025 bei null Prozent. Hintergrund sind Zielvorgaben an die Volllaststunden (BNetzA, 2025b, S. 34f).</p> <p>Während sich der kurzfristige Zuwachs mehr oder weniger gut mit obigen Rahmenbedingungen deckt, steht der anschließend unterstellte, relativ starke Rückgang in Widerspruch zu den Zielen und Potenzialen des Biomassepakets und der Branche. Dies ist bei den im Bericht der Bundesnetzagentur ausgewiesenen Bedarfen von 22,4-35,5 GW an zusätzlichen steuerbaren Kraftwerkskapazitäten bis 2035 zu berücksichtigen.</p>
<p>Besondere Aspekte</p>	<p>Konkurrenzen mit unklaren Wirkungen: Die flexiblen Einsätze von Biogasanlagen betreffen besonders die kurzfristigen, untertägigen Zeitspannen im Stundenbereich wie z.B. PV-Einspeisespitzen bzw. die Nachfragespitzen morgens und abends. Hier bestehen Konkurrenzen insbesondere zu den aktuell potenziell stark steigenden Batteriespeicher-Kapazitäten. Die Aus-/Wechselwirkungen im Kontext mit den Strommärkten und -preisen ist offen.</p> <p>Realer flexibler Einsatz nicht bekannt: Über Flex-Prämie und -Zuschlag konnten zwar 61% der installierten Leistung (inkl. Biomethan-Anlagen) flexibilisiert werden. In welchem Umfang sie tatsächlich flexibel, marktorientiert bzw. systemdienlich eingesetzt werden, ist jedoch noch nicht bekannt und kann bisher auch noch nicht verlässlich bestimmt/hochgerechnet werden. Das größte/beste Potenzial bieten Vor-Ort-Biogasanlagen. (Fraunhofer IEE 2025, S. 41ff)</p> <p>Zudem bieten sich Biogasanlagen auch andere Perspektiven wie Methanisierung und Methaneinspeisung sowie verstärkte Wärme-Nutzung im Kontext kommunaler Wärmeplanung. Die reale flexible Leistung wird daher unter der verfügbaren installierten Leistung liegen.</p> <p>Redispatch-Einsatz regional begrenzt: Ca. 2,6 GW der installierten Leistung befindet sich im Norden (SH, NS, MV, BB) und könnte durch Herunterfahren zum Redispatch beitragen. Die möglichen Redispatch-Leistungen (südlich der Netzengpässe) betragen ca. 1,4 GW in der Mitte Deutschlands (NW, SA, TH, S, HE, RP, SL) und ca. rd. 2,1 GW in BY (1,5 GW) und BW (0,6 GW) (Stand 2022) (Statista, 2025c)</p> <p>Stilllegung von Bestands-Anlagen: Viele bestehende Anlagen fallen demnächst aus der EEG-Förderung und drohen ohne ausreichende Anschluss-Förderung stillgelegt</p>

Kriterium	Eignung von Biogas-Überbauung
	<p>zu werden. Aktuell gehe es um ca. 700 Anlagen mit insg. 400 MW Leistung⁹ (Kirchner & Ehlerding, 2025).</p> <p>Nachteile & Risiken im Blick behalten: Die flexibilisierten Potenziale können auch für ungünstige Biomasse-Substrate vorliegen. Daher ist und bleibt eine Koordination mit und Überprüfung von ökologischen Anforderungen wichtig. Dies könnte z.B. auf Basis der Greenpeace-Kriterien für Ökostrom erfolgen¹⁰. Aus Sicht von Greenpeace wäre die Nutzung dieser Kriterien zwingend.</p>

Tabelle 3-7: Eignung und Potenzial der Biogas-Überbauung als Flexibilitätsoption

Flexibilität generell

Die bestehenden BHKW von Biogasanlagen werden bisher aufgrund der fixen EEG-Vergütung wärmegeführt und grundlastartig betrieben. Sie können jedoch durch Überbauung von zusätzlichen Motoren und Speichern (sowie damit verbundenen Komponenten) bei gleicher Biogasproduktion gut flexibilisiert werden. Alternativ kann dies auch bei bestehender Anlage durch Reduktion der Biogasproduktion erreicht werden.

Im Rahmen der alten EEG-Bestimmungen wurde eine Überbauung von mindestens einem Faktor 2,2 (45% der Bemessungsleistung) gefordert, sie wurde nun durch die Freigabe der Anforderungen des Biomassepakets für Anlagen größer 350 kWel auf mindestens 3 erhöht. Hinzu kommen weitere Anforderungen an Stundenumfang und Preise (FNR 2025b).

Deckung positiver Residuallast

Biogas-BHKW können ihren flexiblen Teil der Leistung gezielt in Zeiten positiver Residuallast steigern und damit zu ihrer Deckung beitragen. Die Dauer hängt dabei von der Größe des Biogas- und Wärmespeichers ab und lässt sich nicht pauschal angeben. Die erreichbare Dauer ist keine technische, sondern eine wirtschaftliche Frage, für welche Kapazität und Dauer die Biogas- und Wärmespeicher ausgelegt werden können. Wie in Abbildung K1 bzw. 2 dargestellt, schätzen wir einen Beitrag zur Deckung hoher positiver Residuallast über bis zu 5 Tage als wirtschaftlich denkbar ein. Die möglichen Volllaststunden von flexibilisierten Anlagen (Überbauung>3) dürfen neuerdings 2900 h/a nicht übersteigen, um Anreize für den flexiblen Betrieb im Markt zu stärken.

⁹ Inwiefern die Anlagen aus 2004 dazu gehören, die im Oktober 2024 aufgrund der geringen Ausschreibungsmengen nicht zum Zuge gekommen sind (Maciejczyk, 2025), oder dazu zu zählen sind, ist ggf. noch eine offene Frage.

¹⁰ Diese Kriterien besagen:
2.3. Zulässige Bioenergie
Bioenergie darf nur verwendet werden, wenn das zur Stromerzeugung eingesetzte Substrat aus folgenden Quellen stammt:

- Abfälle und Reststoffe aus der Lebensmittelverarbeitung;
- Landschaftspflegematerial;
- Mist und Gülle aus Tierhaltungsanlagen mit eingestreuter Liegefläche und ausreichendem Platzangebot;
- pflanzenbauliche Reststoffe und Zwischenfrüchte;
- nach ökologischen Kriterien angebaute und nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion oder zu Naturschutzbelangen stehende Biomasse;
- ohne Einsatz von Gentechnik bei Energiepflanzen oder Futtermittelherstellung;
- Klärschlamm und Deponiegas

Im Vergleich zu den von der Bundesnetzagentur (2025b) ermittelten Bedarfen an steuerbaren Kapazitäten im zweistelligen GW-Bereich für das Jahr 2035 könnten die überbauten Biogasanlagen somit einen signifikanten Beitrag leisten und diesen Bedarf decken helfen.

Regelleistung

Die BHKW können sehr gut zur Minutenreserve (mFRR) beitragen, da hier die längeren Aktivierungszeiten (15 Minuten) und die geforderten Regelgeschwindigkeiten den ökonomisch technischen Eigenschaften der BHKW am besten entgegenkommen. In den letzten 10 Jahren waren hier zwischen 2 und 3 GW Biomassekraftwerke für die negative mFRR präqualifiziert, zwischen 1,5 und 2,3 GW für positive mFRR (50Hertz et al., 2025). Darüber hinaus können sie auch gut zur Sekundärreserve (aFRR) beitragen, wenn sie automatisiert und fernsteuerbar sind. Entsprechende Präqualifizierungsleistungen schwankten zwischen 1,5 und 2,3 GW an aFRR- bzw. 1,2 und 1,8 GW an aFRR+ (50Hertz et al., 2025). Für den Einsatz in mFRR und aFRR haben sich offenbar Flex-Prämie und -Zuschlag positiv ausgewirkt. Beiträge zur Primärregelleistung (FCR) sind grundsätzlich auch möglich, jedoch aufgrund der höheren Anforderungen nur bedingt und mit höherem Aufwand als bei den anderen beiden Arten realisierbar und lagen nie höher als 0,04 GW.

Eine Bündelung von Anlagen in virtuellen Kraftwerken ist ggf. zur Erreichung der Mindestgebote (1 MW) nötig bzw. aus wirtschaftlichen Gründen von Vorteil.

Sie stehen dort allerdings in Konkurrenz insbesondere zu Batteriespeichern und fossil oder perspektivisch mit grünem Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerken.

Redispatch

BHKW von Biogasanlagen können und müssen im Rahmen von Redispatch 2.0 ab einer Größe von 100 kW zum Redispatch beitragen, indem sie ihre Leistung vor dem Netzengpass reduzieren bzw. dahinter erhöhen. Dabei ist die regionale Verteilung der Leistung zu berücksichtigen (Statista, 2025c) :

- ca. 2,6 GW entfallen auf den Norden (SH, NS, MV, BB),
- rd. 2,1 GW auf den Süden (BY und BW) sowie
- weitere ca. 1,4 GW auf die Mitte Deutschlands (NW, SA, TH, S, HE, RP, SL).

Bezogen auf den bisher üblichen „Dauerbetrieb“ ist eine temporäre Reduzierung einfacher und begrenzt auch ohne Flexibilisierung möglich, während die Überbauung auch den positiven Redispatcheinsatz hinter den Netzengpässen verbessert. Hierfür stehen ab der Mitte Deutschlands derzeit etwa max. 3,5 GW Leistung zur Verfügung (s.o.).

Potenzial:

Von der aktuell insgesamt installierten elektrischen Leistung in Höhe von (je nach Quelle) 5,9 GW_{el} (Statista, 2025) bis 6,6 GW (UBA und AGEE, 2025) werden bisher meist etwa 3,8 GW real eingesetzt (Maciejczyk, 2025), so dass rechnerisch noch ein freies Einsatzpotenzial von ca. 2 bis 2,8 GW verfügbar ist. Durch die Einführung der Flexibilitäts-Prämie für Bestandsanlagen und des Flexibilitäts-Zuschlags für Neuanlagen konnten zudem

bereits ca. 61% der installierten Leistung (inkl. Biomethan-Anlagen), also rund 4 GW_{el}, (bezogen auf den oberen Wert) flexibilisiert werden. Der Umfang der flexiblen Nutzung ist jedoch unbekannt und wird wahrscheinlich noch nicht voll ausgenutzt (Fraunhofer IEE, 2025).

Bis 2030 wird in einer Analyse (Gatzen et al., 2025, S. 17f) durch Überbauung eine zusätzliche Leistung von 6 GW erwartet und langfristig (bis 2045) durch weiteren, systematischen Überbau ein Potenzial von 24 GW gesehen.

Zubau:

Der Zubau von neuen Anlagen war in den letzten Jahren mit ca. 40 MW pro Jahr gering. Der größte Teil erfolgt durch Ausbau (Überbauung) von Bestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibungen (Anschlussförderung). Die mögliche Zubaudynamik wird neben den begrenzten Ausschreibungsmengen (aktuell gut 1 GW pro Jahr) und den geltenden Anforderungen an die Flexibilisierung in der Realität auch durch langwierige Verfahren zur Verstärkung der Netzanschlüsse gehemmt.

3.2.8 Flexible Geothermie

Bei der geothermischen Stromerzeugung handelt es sich grundsätzlich um regelbare thermische Kraftwerke, die ihre Wärme aus tiefen Wasser- oder Gesteinsschichten (hydro- bzw. petrothermal) beziehen und in der Regel in Grundlast betrieben werden. In Nutzung befinden sich bisher nur hydrothermale Quellen, während sich die Erschließung von petrothermalen Quellen noch im Entwicklungsstadium befindet (Steinbach et al., 2024, S. 14).

Gründe für den Grundlastbetrieb sind der konstante Wärmestrom auf niedrigem Temperaturniveau aus den hydrothermalen Quellen tief im Erdboden und die hohen Kapitalkosten vor allem für die Erschließung der Wärmequellen. Die Förderung des Thermalwassers mittels Pumpen erfolgt aus technisch-ökonomischen Gründen bevorzugt konstant und wird wenn nur sehr langsam geändert (UBA (Hrsg.), 2020, S. 49). Sie bietet daher kein relevantes Flexibilitätspotential. Die Stromerzeugung im Kraftwerk kann dagegen durch Öffnen bzw. Schließen von Bypassen praktisch sofort herunter bzw. in wenigen Minuten wieder heraufgefahren werden (ebda). Die geothermischen Kraftwerke kommen damit grundsätzlich für die Bereitstellung von Sekundär- und Tertiärregelleistung in Frage.

Der absolute Beitrag ist aktuell allerdings vernachlässigbar gering. Anfang 2025 waren in Deutschland insgesamt 42 Anlagen für die Wärme- und/oder Stromerzeugung in Betrieb, davon jedoch nur 11 Anlagen mit Stromerzeugung und davon wiederum nur 2 für die alleinige Stromerzeugung, 9 in kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung (BVG, 2025)¹¹. Der größte Teil der installierten elektrischen Leistung (41 von insgesamt 57 MW_{el}) steht in Bayern bzw. in den südlichen Bundesländern (50 MW_{el}) (Statista, 2025c). Auch wenn für die

¹¹ Abweichend gibt (UBA (Hrsg.) 2020) insgesamt 33 geothermische Anlagen an (Stand 2020), davon 9 Anlagen mit Stromerzeugung an, davon 3 reine Kraftwerke und 6 als gekoppelte Strom-Wärme-Systeme.

geothermische Stromerzeugung ein Markt-Potenzial von 10,5 GW_{el} (bei 70 GW_{th}) angegeben wird (siehe Michali et al., 2025, S. 19) ist aus heutiger Sicht mittelfristig noch nicht mit einem signifikanten Beitrag zur Flexibilität durch Geothermie zu rechnen. Dennoch soll ihre grundsätzliche Eignung hier untersucht werden.

Kriterium	Eignung von Geothermie
Kurzbeschreibung der Option	Bei Geothermie-Kraftwerken handelt es sich aufgrund der Wärmequelle (Niedertemperaturen am Eingang des Kraftwerks) und der Technologie zur Stromerzeugung (ORC- oder Kalina-Prozess) um Grundlast-Kraftwerke mit geringem Wirkungsgrad und aktuell geringem Flexibilitätspotenzial. Langfristig könnte dieses bei Erschließung der Potenziale (s.u.) auf ein signifikantes bis erhebliches Niveau gesteigert werden.
Einsatzzwecke	Deckung positiver Residuallast auch über längere Ereignisse – in dem Sinne, dass die Residuallast durch den Zubau von Geothermiekraftwerken systematisch reduziert wird; Frequenzhaltung/Regelleistung*, Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit, Redispatch* Kein Beitrag zum Abfahren von Lastgradienten aufgrund der kontinuierlichen Fahrweise *nur eingeschränkt
Potenzial	Stand 01-2025: 55 MW _{el} , 0,2 TWh _{el} (2023) und 11 Anlagen (BVG, 2025) Stand 2023: 57 MW _{el} ; 0,2 TWh _{el} und 11 Anlagen (zuvor noch 23) (Statista, 2025c) Stromerzeugung 2023: ca. 0,2 TWh _{el} /a ebda Marktpotenziale (hydrothermal): 70 GW _{th} => 10,5 GW _{el} (Michali et al., 2025, S. 19) {84 TWh _{el} /a @8.000 h/a} 9,1 TWh _{el} /a (Steinbach et al., 2024, S. 54) {also ca. 1 GW _{el} @8.000 h/a} 8,7 TWh _{el} /a (Eyerer et al., 2017, S. II) {regeneratives Potenzial} Technische Potenziale (petrothermal): 35.000 GW _{el} und ca. 306 TWh _{el} /a (insgesamt 300.000 TWh _{el}) (UBA (Hrsg.), 2020, S. 49ff) Das weiterhin und zuerst erschließbare hydrothermale Potenzial ist erheblich geringer als das langfristige petrothermale Potenzial Begrenzung der elektrischen Leistung durch vorrangige/vorzugsweise Nutzung der Geothermie für die erneuerbare Wärmebereitstellung Weitere Begrenzungen durch mangelnde Akzeptanz gegenüber den Tiefbohrungen und ihren Risiken für Erdbeben und Bodendestabilisierung
Kosten	Investition ¹² : 3 Mio. €/MW {3.000 €/kW} (Eyerer et al., 2017, S. 3)

¹² Die erste Quelle bezieht sich auf zwei unterschiedlich alte Quellen, u.a. auch die zweite Quelle und ist daher als unsicherer einzuschätzen. Zudem bleibt die Anlagengröße unklar. Die zweite Quelle bezieht sich nur auf eine Marktstudie und merkt an, dass vorige Kosten etwa doppelt so hoch waren.

Kriterium	Eignung von Geothermie
	4.000 €/kW _{el} (für 25 MW _{el}) (Steinbach et al., 2024, S. 86) Stromgestehungskosten ¹³ : ≥ 30-35 ct/kWh _{el} für das Jahr 2022 (Steinbach et al., 2024, S. 90) 23,2 ct/kWh _{el} im Mittel der betrachteten Bestandsanlagen (Eyerer et al., 2017, S. 3)
Energieeffizienz oder Energieverluste	Wirkungsgrad: 15% (Steinbach et al., 2024, S. 19) 11,7 % mittlerer Netto-Kraftwerkwirkungsgrad Bestand 2 bis rd. 8 % Netto-Systemwirkungsgrade Bestand (Eyerer et al., 2017, S. 9ff)
Zubau	Es gibt nur ein indirektes Zubauziel von 120 MW _{el} , ab der die Degression im EEG auf 2 % p.a. angehoben wird, allerdings ohne konkretes Jahr. Der Bau eines Geothermie(heiz)kraftwerks dauert einige Jahre, bedingt auch durch die nötigen Tiefbohrungen.
Besondere Aspekte	Die hydrothermale Stromerzeugung könnte künftig im Vergleich zu heute noch deutlich gesteigert werden. Fehlende Bohranlagenkapazitäten und begrenzte Kapazitäten auf der Genehmigungsseite sind jedoch starke Hemmnisse gegenüber einem raschen Ausbau.

Tabelle 3-8: Eignung und Potenzial der Geothermie als Flexibilitätsoption

Flexibilität:

Das Flexibilitätspotenzial lässt sich nach den einschlägigen Untersuchungen in (UBA (Hrsg.), 2020) bezogen auf Regelleistung wie folgt gut zusammenfassen {inkl. eigener *Hervorhebung*): „Die Untersuchungen zeigen, „dass das technische Potenzial der dauerhaften Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung für nahezu alle technischen Flexibilitätsoptionen, insbesondere für Bestandsanlagen gering ist. Ausnahme ist das technische Flexibilitätspotential für die Bereitstellung von positiver Regelleistung durch den Einsatz von Heißwasser- bzw. Thermalwasserspeichern. Hier ist das technische Potential als mittel bis groß einzuschätzen, jedoch steigt auch der technische Aufwand. Das technische Potenzial der positiven und negativen Regelleistungsbereitstellung mit eingeschränkter zeitlicher Verfügbarkeit (also in Zeitscheiben) ist hingegen für nahezu alle Flexibilitätsoptionen mittel bis groß. Folglich besteht ein direkter Einfluss der zeitlichen Verfügbarkeit auf das Potenzial der Regelleistungsbereitstellung; der technische Aufwand korreliert mit der Größe der Speichervolumina. *Das Gesamtpotential der Regelleistungsbereitstellung bleibt jedoch insgesamt auf niedrigem Niveau.*“

¹³ Zu beachten ist hier: Es gibt nur wenige Daten/Quellen als Grundlage

Deckung positiver Residuallast:

Die geothermische Stromerzeugung in Grundlast senkt grundsätzlich das Niveau der Residuallast ab, unabhängig von der Dauer von Ereignissen mit hoher Residuallast. Die Anlagen können jedoch auch in Teillast gefahren und dann im Falle positiver Residuallast hochgefahren werden und damit zur Deckung beitragen. Ihr absoluter Beitrag zur Deckung positiver Residuallast ist jedoch und bleibt absehbar gering, aufgrund der geringen installierten Leistung und der bisher fehlenden Ausbauziele.

Potenzial:

Durch Erschließung der erheblichen petrothermalen Potenziale könnten geothermische Kraftwerke langfristig einen bedeutsamen Teil an Flexibilitätsdienstleistungen übernehmen. Eine Zeitangabe dafür ist aus heutiger Sicht zu unsicher.

Zubau:

Durch Erschließung der wirtschaftlichen hydrothermalen Potenziale in Höhe von 10 GW_{el} könnte künftig ein signifikanter Beitrag geleistet werden. Eine Zeitangabe dafür ist wie bei den petrothermalen Potenzialen aus heutiger Sicht zu unsicher.

Es gibt jedoch bisher keine konkreten Zubauziele für die geothermische Stromerzeugung im EEG, außer dem indirekten Meilenstein, dass ab 120 MW_{el} eine höhere Degression greift. Dies würde etwa einer Verdopplung der heutigen Leistung entsprechen, wäre aber bezogen auf das Gesamtsystem mit heute rund 80 GW Spitzenlast vernachlässigbar gering.

3.2.9 Ambitionierter Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

Der Ausbau von Photovoltaik und Wind wird entscheidend sein für das treibhausgasneutrale Strom- und Energiesystem der Zukunft. Er verursacht einerseits den Bedarf an Flexibilitätsoptionen, trägt aber andererseits auch selbst in Zeiten von ‚Dunkelflauten‘ zur Deckung der Last bei. Dabei ist nicht nur der dann geringe Beitrag relevant, der direkt in den Stunden der höchsten Residuallast wirkt. Denn auch während einer ‚Dunkelflaute‘ gibt es Intraday-Schwankungen der Stromnachfrage und damit der Residuallast. Die Stromerzeugung aus Wind und Sonne kann dann in einem synergetischen Zusammenwirken mit Speichern, Nachfrageflexibilitäten und steuerbaren Biomasse-, Geothermie- und Wasserstoffkraftwerken wichtige Beiträge zur Deckung der Residuallast und zur Versorgungssicherheit in einer langanhaltenden ‚Dunkelflaute‘ leisten. Das gilt insbesondere für Speicher, weil diese unter der Voraussetzung hinreichend guter Prognosetools (für die zu erwartende Last und Einspeisung) vor dem Residuallastereignis stärker aufgeladen werden können. Mit einem ambitionierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird nämlich ein stärkerer Zubau an alternativen Flexibilitätsoptionen verbunden sein.

Weil der Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik jedoch ohnehin erforderlich ist, wird hier auf die tabellarische Auswertung, die der Vergleichbarkeit der Flexibilitätsoptionen dient, verzichtet.

3.2.10 Stromnetzausbau in Deutschland und für Kuppelleistung zu Nachbarländern

Der Netzausbau ist eine Voraussetzung, um ausreichende Übertragungsleistung zu bieten und dadurch einen interregionalen Lastausgleich zu ermöglichen. Er wirkt deswegen als grundlegende Infrastruktur und damit anders als die anderen hier beschriebenen Flexibilitätsoptionen, die Energie bereitstellen oder ihren Energiebezug verschieben können. Es wird deswegen auf die tabellarische Auswertung, die der Vergleichbarkeit der Technologien dient, verzichtet.

Der Netzausbau ist eine der zentralen Säulen der Energiewende. Er ist notwendig, um Angebots- und Nachfrageregionen miteinander zu verbinden. Dabei kann eine bestimmte Region zu unterschiedlichen Zeiten jeweils entweder eine Angebots- und Nachfrageregion sein. Es gibt festgelegte Verfahren zur Planung des Netzausbaus (Netzentwicklungspläne, die in eine Bundesbedarfsplanung überführt werden, vgl. Kapitel 8.2.8). Der realisierte Ausbau der Übertragungsnetze hinkt aktuell den Ausbauzielen hinterher und soll beschleunigt werden.

Andererseits kann der Einsatz der Flexibilitätsoptionen durch eine integrierte Planung und effektives Monitoring auch den Bedarf an Netzausbau verringern. EWI&BET (2025) weisen in ihrem Gutachten zum Monitoringbericht des BMWF darauf hin, dass zahlreiche Modellierungen zeigten, dass eine Netzdimensionierung auf Basis gleichzeitig auftretender Maximalleistungen volkswirtschaftlich ineffizient ist und Einsparungen möglich sind. Beispielsweise zeigten Szenarien mit intelligenter Wärmepumpensteuerung, dass im Verteilnetz gegenüber dem eigentlich notwendigen Netzausbau bis 2030 ein Reduktionspotenzial von bis zu 23 % möglich sein kann (Fraunhofer IEE, 2022). Nach einer weiteren Studie (Sauthoff & Löber, 2025) entsteht der größte direkte Effekt der intelligenten Integration und netzdienlichen Nutzung dezentraler Lösungen (PV-Anlagen und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen) auf die Netzinvestitionen auf Ebene der Verteilnetze. Hier werden bei gleicher installierter Leistung durch dezentralen Ausgleich die Last- und Einspeisespitzen verringert und so die benötigte Netzkapazität reduziert. Der Studie zufolge können dadurch die Kosten für den bisher geplanten, durch die dezentralen Lösungen bedingten Verteilnetzausbau auf Niederspannungsebene um 40-50 % reduziert werden.

Der Netzausbau trägt zur Abdeckung kürzerer und längerer positiver **Residuallasten** bei, indem er Gebiete mit unterschiedlicher Residuallast verbindet. Auch können durch den Netzausbau regelbare Kraftwerkskapazitäten und andere Flexibilitätsoptionen in anderen Regionen erschlossen werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass auch bei ausreichenden Kuppelkapazitäten Energie nur dann aus dem Um- oder Ausland bezogen werden kann, wenn sie dort in entsprechendem Maße vorhanden ist. Es kann deswegen kein „Potenzial“ ausgewiesen werden, das der Netzausbau bezogen auf die Minderung der Spitzenlast bietet.

Das Netz selbst hat keine Einflussmöglichkeit auf **Lastgradienten** und kann keine **Regelleistung** oder **Schwarzstartfähigkeit** bereitstellen, sondern es stellt die Kapazität für die dafür notwendige Energieübertragung bereit.

Neben Kraftwerken und Anlagen mit Wechselrichtern, die **Spannungshaltung** über Blindleistungsbereitstellung bieten, sind dafür auch eigenständige Netztechnologien wie Spulen bzw. Kondensatoren, die induktive bzw. reaktive Blindleistung bereitstellen, und zunehmend regelbare Kompensatoren sowie Phasenschieber-Transformatoren einsetzbar.

Der Hauptzweck des gezielten Netzausbaus ist es, den Bedarf an **Redispatch** zu verringern, da dieser durch Netzengpässe verursacht wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Netzausbau eine grundlegende, aber passive Infrastrukturmaßnahme ist, die die Bühne für die eigentliche Energiewende bereitet. Er behebt außer dem Bedarf an Redispatch keine Flexibilitätsprobleme direkt, sondern schafft die Voraussetzung dafür, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen und Erzeugungsanlagen effektiv zusammenarbeiten können.

3.2.11 H₂-Ready- und H₂-Backup-Kraftwerke

Hier werden Kraftwerke unterschieden, die entweder direkt für den Betrieb mit Wasserstoff gebaut werden (H₂-Kraftwerke) und solche, die von fossilem Gas auf Wasserstoff umgerüstet werden können (H₂-ready-Kraftwerke).

H₂-(ready)-Kraftwerke unterscheiden sich von fossilen Gaskraftwerken in erster Linie durch den Brennstoff, sobald sie tatsächlich auf Wasserstoff umgestellt wurden, und einige dafür notwendige Anpassungen in der Kraftwerkstechnik – eben die H₂-Readiness – mit entsprechenden Kosten. Hinsichtlich der unterschiedlichen Einsatzzwecke sind sie jedoch identisch zu fossilen Gaskraftwerken; sie können wie diese alle in Kapitel 3.1 dargestellten Zwecke der Flexibilität bedienen.

Wasserstoffkraftwerke haben bei Betrieb mit grünem Wasserstoff durch den emissionsfreien Brennstoff eine hohe strategische Relevanz: Eine im Ziel treibhausgasneutrale Stromerzeugung braucht regelbare Kraftwerke, die keine Emissionen verursachen. Mit fossilem Gas betriebene Kraftwerke hingegen, auch mit CO₂-Abscheidung und -Nutzung oder -Speicherung, sind im treibhausgasneutralen Zielbild keine Alternative zu Wasserstoffkraftwerken, da das CO₂ dabei nicht vollständig abgetrennt werden kann und somit Restemissionen bleiben. Zudem sind sie auf Dauer teurer als Kraftwerke mit grünem Wasserstoff, vgl. Kap. 3.3. Die Mehrheit der Szenariostudien ist deswegen einig, dass Wasserstoffkraftwerke spätestens ab 2040 eine signifikante Rolle im Stromsystem haben sollten.

Kriterium	Eignung von H ₂ - und H ₂ -ready-Backup-Kraftwerken
Kurzbeschreibung der Option	H ₂ - und H ₂ -ready-Kraftwerke sind Gaskraftwerke, die statt fossilem Gas schon direkt Wasserstoff nutzen können bzw. für eine Umwidmung auf Wasserstoff vorbereitet sind (H ₂ -ready).
Einsatzzwecke	Wasserstoffkraftwerke können für alle Flexibilitätszwecke eingesetzt werden, für die fossile Gaskraftwerke eingesetzt werden.
Potenzial	Das Potenzial ist technisch nicht begrenzt, weder hinsichtlich Kraftwerkskapazitäten noch hinsichtlich grünen Wasserstoffs. Das wirtschaftliche

Kriterium	Eignung von H ₂ - und H ₂ -ready-Backup-Kraftwerken
	Potenzial hängt stark von Annahmen zum umgebenden Energiesystem und Anforderungen an die Versorgungssicherheit ab. Szenarien sehen den Einstieg von Wasserstoffkraftwerken zu unterschiedlichen Zeitpunkten zwischen 2030 und 2040.
Kosten	Die Umrüstung von fossil betriebenen Gaskraftwerken auf Wasserstoff hängt von der Anlagengröße ab und liegt im Bereich von ca. 40-120 €/kW. Für die Gesamtkosten (LCOE) sind Kostenschätzungen von 100 bis 325 €/MWh für fossil betriebene Gaskraftwerke und 283 bis 483 €/MWh bei Betrieb mit Wasserstoff zu finden (con energy, 2025)
Energieeffizienz oder Energieverluste	Der Wirkungsgrad von Wasserstoffkraftwerken unterscheidet sich nicht wesentlich von dem der fossil betriebenen Gaskraftwerke und hängt von der Kraftwerkstechnologie ab. Er liegt in der Größenordnung von 40-60%. Für die Betrachtung eines Gesamtzyklus Strom-zu-Strom müssen außerdem Verluste im Elektrolyseur berücksichtigt werden; der Gesamtwirkungsgrad liegt damit bei ca. 30-40%.
Zubau	Die Zubau-Anforderungen unterscheiden sich in den Szenarien. Beispiele: Im Langfristszenario O-45 Strom (Sensfuß et al., 2025) wird ein Einstieg in die Stromerzeugung aus Wasserstoff bis 2030 mit zunächst 6 GW Erzeugungsleistung erwartet (zusätzlich zu 30 GW fossil betriebenen Gaskraftwerken), die bis 2035 auf 26 GW (bei nur noch 1 GW fossilem Gas) und bis 2040 auf 63 GW anwachsen und dabei fossiles Gas vollständig ersetzen. Bis 2045 steigt die Leistung auf 81 GW. (Agora Think Tanks, 2024) sehen den Einstieg in die Stromerzeugung aus Wasserstoff bis 2035 mit 9 GW (bei gleichzeitig 49 GW fossil betriebenen Gaskraftwerken), die bis 2040 auf 20 GW anwachsen (dabei noch 33 GW fossiles Gas und 10 GW Kraftwerke mit synthetischen Brennstoffen (Synfuels)). Bis 2045 scheidet fossiles Gas aus, stattdessen werden 38 GW Wasserstoff- und 30 GW Synfuel-Kraftwerke erwartet. Schätzungen für die Dauer von Planung, Genehmigung und Bau von neuen Kraftwerken liegen zwischen fünf und acht Jahren (Zajonz, 2023); EnBW, 2024), wobei aktuell ca. 40 Monate für Lieferung von Komponenten und Bau des Kraftwerks veranschlagt werden. Die Produktionskapazität für Gasturbinen ist ein Engpass. Sie kann leicht erhöht werden, aber es können nicht alle absehbaren Bedarfe gleichzeitig bedient werden (Handelsblatt, 2024). Aktuell sind zudem große mit Wasserstoff betriebene Gasturbinen noch nicht kommerziell verfügbar, das wird ab ca. 2030 erwartet (Christidis et al., 2023).
Besondere Aspekte	Aktuell ist von der Bundesregierung geplant, dass die zeitnah auszuschreibenden Kraftwerkskapazitäten mit Wasserstoff betrieben können werden, also H ₂ -ready sein sollen.

Tabelle 3-9: Eignung und Potenzial von H₂- und H₂-ready-Backup-Kraftwerken als Flexibilitätsoption

Wasserstoff hat eine geringere volumetrische Energiedichte als fossiles Gas, was höhere Volumenströme erfordert, und hat außerdem eine versprödende Auswirkung auf Stahl, was im Brenngassystem berücksichtigt werden muss. Andere Verbrennungseigenschaften

machen Anpassungen in der Auslegung der Brennkammer notwendig. Außerdem gibt es zusätzlichen Platzbedarf für eine H₂-Übergabestation. Die H₂-Verbrennung in Gasturbinen und damit direkt nutzbare Wasserstoffkraftwerke sind noch nicht kommerziell verfügbar, dies wird für ca. 2030/2031 erwartet (Christidis et al., 2023).

Die Kosten für die Umrüstung von fossilen Gaskraftwerken auf Wasserstoff liegen gemäß (Christidis et al., 2023) in einer Bandbreite zwischen 40-120 €/kW, wobei die spezifischen Kosten bei zunehmender Kraftwerksgröße geringer werden. Neubaukosten der H₂-ready-Kraftwerke werden dort mit 1.000 €/kW für GuD-Kraftwerke und 470 €/kW für Gasturbinen-Kraftwerke angegeben.

Noch gibt es keine spezifische Definition für den Begriff H₂-ready-Kraftwerke, allerdings eine implizite durch das KWK-Gesetz (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, 2025): Als H₂-ready werden Kraftwerke bezeichnet, wenn weniger als 10% der Investitionskosten aufgewendet werden müssen, um die Anlagen vollständig auf Wasserstoff umzurüsten¹⁴. Damit Kraftwerke umgerüstet werden können, müssen sie den Platzbedarf für zukünftige Komponenten berücksichtigen und den H₂-Betrieb entweder direkt mit einplanen oder konkrete Planungen dafür vorlegen (Christidis et al., 2023).

3.2.12 Weitere mögliche alternative Flexibilitätsoptionen

Es ist das Ziel dieser Studie, die wichtigsten alternativen Flexibilitätsoptionen zu analysieren. Daher kann sie nicht vollständig alle Optionen abdecken. Es gibt eine Vielzahl weiterer technischer Entwicklungen und Konzepte, die jedoch entweder noch nicht marktreif sind, also für den hier vorrangig betrachteten Zeitraum bis 2035 noch keine Relevanz entfalten können, oder aus anderen Gründen eher nachrangig sind. Dazu gehören u.a.:

- **Netzersatzanlagen (Notstromaggregate):** Im Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit (BNetzA, 2025b, S. 39) wird deren Potenzial auf 4,1 GW geschätzt, mit dem Hinweis, diese Schätzung sei konservativ. Ihr Einsatz könnte vor allem der Lastabdeckung und der Versorgungssicherheit dienen: „Die Modellergebnisse zeigen, dass sie im niedrigen bis mittleren zweistelligen Stundenbereich Strom liefern und so die absoluten Stromspitzen decken können.“ Es wird jedoch auch betont: „Die Erschließung der Netzersatzanlagen ist mit Unsicherheiten besetzt, auch wenn diese Anlagen schon bestehen und für die Teilnahme am Strommarkt nur aktiviert werden müssten.“ Zudem werden die meisten dieser Anlagen bisher mit Diesel betrieben und nutzen demnach einen fossilen Brennstoff.

¹⁴ Dieser Ansatz kommt (teureren) GuD-Anlagen zu Gute, die höhere Investitionskosten, aber ähnliche Umrüstkosten haben im Vergleich zu Gasturbinen. GuD sind auf höhere Betriebsstunden ausgelegt. Für die Bereitstellung von Spitzenlast mit geringen Betriebsstunden, wie sie im zukünftigen Energiesystem erwartet wird, sind allerdings Gasturbinen sinnvoller, die sich leichter refinanzieren. (Christidis et al., 2023) empfehlen deswegen eine technologiespezifische Definition von H₂-Readiness.

- **Druckluftspeicher:** Diese sind bereits länger als Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken bekannt, konnten sich aber aufgrund ihrer spezifischen Kosten und geringen Speicherdichte bisher nicht durchsetzen. Ob sie eine wirtschaftliche Alternative zu Batterien vor allem für die Speicherung über mehrere Stunden oder Tage hinweg sein könnten, kann hier aus Zeitgründen nicht analysiert werden.
- **Weitere neuartige Speicherkonzepte:** In den Niederlanden wurden Eisen-Luft-Batterien entwickelt, die bis zu 100 Stunden Speicherdauer ermöglichen sollen. Ein erster Prototyp wird derzeit getestet (Rayner, 2025). In Finnland wurde ein erster Sandspeicher errichtet, der die saisonale Speicherung von Wärme aus PtH ermöglicht.
- **Nutzung von aufgelassenen Braunkohletagebauen als Pumpspeicherkraftwerke:** Diese Option könnte hohe Kapazitäten ermöglichen, die allein für das rheinische Tagebaurevier auf bis zu 400 GWh geschätzt wurden (Thema & Thema, 2019). Die Wirtschaftlichkeit und die Akzeptanz müssten allerdings analysiert werden.
- **Transatlantikkabel:** Kürzlich schlug die Stiftung Klimaneutralität vor, mittels Seekabel Deutschland, Belgien und Portugal mit Brasilien, Uruguay und Argentinien zu verbinden. Dies könne die jahreszeitlichen Schwankungen in der Stromerzeugung aus Photovoltaik zwischen den beiden Kontinenten auf der Süd- und Nordhalbkugel ausgleichen. Es sei auch unter Berücksichtigung der Kosten der PV-Stromerzeugung deutlich kostengünstiger als Wasserstoffkraftwerke und könne bis Ende der 2030er Jahre realisiert werden (Baake & Grossmann, 2025).
- **Saisonale Hochtemperatur-Wärmespeicher:** Nach diesem Konzept würde aus Überschussstrom im Sommer Hochtemperaturwärme (ca. 500 °C) erzeugt und im Winter in thermischen Kraftwerken rückverstromt. U.a. angesichts des geringen Gesamtwirkungsgrades scheint hier noch Forschungsbedarf zur Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit zu bestehen.

3.3 Warum es zentral ist, dass grüner Wasserstoff als Energiespeicher und als Brennstoff für Backup-Kraftwerke zum Einsatz kommt

Neue mit Gasen zu betreibende Kraftwerke sollten nach der vorigen Bundesregierung und ihrem nicht mehr verabschiedeten Entwurf zum Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWStG 2024, Säule 1) in verschiedenen Formen (H₂-ready, -Modernisierung und -Sprinter) angereizt und ausgeschrieben werden. Dabei standen die Umrüstbarkeit bzw. Umrüstung sowie die direkte Auslegung für eine Nutzung von grünem Wasserstoff im Vordergrund.

Die aktuelle Bundesregierung sprach sich in ihrem Koalitionsvertrag dagegen für eine technologieoffene Anreizung und Ausschreibung von „Gaskraftwerken“ in noch größerem Umfang als bisher aus – „bis zu 20 GW“ statt zuvor der geplanten 12,5 GW. Im Rahmen des

Monitoringberichtes zur Energiewende (EWI & BET, 2025) priorisierte sie „...Ausschreibungen für flexible Grundlastkraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke mit Umstellungsperspektive auf Wasserstoff...“. Dafür soll bis 2027 ein technologieoffener Kapazitätsmarkt eingeführt werden (BMWE, 2025).

Nach Gesprächen mit der EU-Kommission über die Aussichten einer Bewilligung der Subventionen für die geplanten Kraftwerke beschloss die Bundesregierung jedoch im November 2025 und Januar 2026, zunächst insgesamt 12 GW an neuen steuerbaren Kapazitäten auszuschreiben. Konkret sollen 10 GW H₂-ready Kraftwerke und teilweise technologieoffen weitere 2 GW steuerbare Kapazitäten ausgeschrieben werden und bis 2031 ans Netz gehen. In den Jahren 2027 bis 2029 sollen weitere teilweise technologieoffene Ausschreibungen erfolgen. Darauf sollen neue und bestehende steuerbare Kapazitäten bieten können.

Hiermit scheinen zwar neue Kraftwerke, die nur für einen Betrieb mit fossilem Gas geeignet wären, keine Option mehr. Dennoch besteht aktuell noch Unsicherheit darüber, wie H₂-Readiness definiert wird, inwiefern und wann die aktuelle Bundesregierung die vollständige Umstellung der geplanten neuen H₂-ready Kraftwerke auf Wasserstoff anvisiert (bisher sind nur zwei Ausschreibungen von je 2 GW zur Umrüstung in 2040 bzw. 2043 vorgesehen), ob dies grüner oder blauer Wasserstoff sein wird, oder ob 10 bis 12 GW der neuen Kapazitäten zwar H₂-ready Kraftwerke sein werden, aber statt auf Wasserstoff auf die Abscheidung und Speicherung oder langfristige Einbindung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Utilisation or Storage, CCUS) umgerüstet würden, sowie ob ggf. bestehenden konventionelle, also fossile Gaskraftwerke ebenfalls mit CCUS nachgerüstet werden sollen. Denn im kürzlich geänderten Kohlendioxid-Speicherungsgesetz wurde der Einsatz von CCUS für mit fossilem Gas betriebene Kraftwerke erlaubt.

Gaskraftwerke sind (neben Gasmotoren), wie zuvor dargestellt (Kapitel 3.2), gut für die Erbringung aller notwendigen Systemdienstleistungen und zum Erhalt der Versorgungssicherheit geeignet. Sie können mit fossilem Gas (Erdgas), Biomethan, Wasserstoff und synthetischem Methan (hergestellt aus Wasserstoff) betrieben werden.

Aus Gründen des Klimaschutzes und der Flexibilität des Stromsystems ist es **zentral, dass grüner Wasserstoff** (der per Elektrolyse aus grünem Strom erzeugt wird) als Energiespeicher und als Brennstoff der Backup-Kraftwerke zum Einsatz kommt. Die Notwendigkeit für die Energiespeicherung und die zumindest langfristigen Kostenvorteile werden im nächsten Abschnitt detailliert begründet.

Mit fossilem Gas betriebene Kraftwerke ohne Vorbereitung oder Umrüstung auf und Einsatz von grünem Wasserstoff sind aus Klimaschutzgründen ungeeignet, weil sie nicht klimaneutral betrieben werden können. Denn bei der Nutzung von blauem Wasserstoff (der aus fossilem Gas mit CCUS erzeugt wird) oder von fossilem Gas mit CCUS wird immer nur ein Teil der Emissionen abgeschieden, so dass nennenswerte Restemissionen entstehen, die zusätzlich kompensiert werden müssten. Zudem geht die langfristige Speicherung oder Nutzung für das abgeschiedene CO₂ mit erheblichen Unsicherheiten und Kosten einher.

Im Anschluss an den nächsten Abschnitt wird detailliert aufgezeigt, warum diese Technologien keine klimaneutrale Alternative zu Wasserstoffkraftwerken mit grünem Wasserstoff sind, sondern im Gegenteil Lock-in-Effekte verursachen würden.

Grüner Wasserstoff

Voraussetzung für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung ist eine vollständige Umstellung der heutigen fossilbasierten Stromerzeugung auf erneuerbare Energien. Die erneuerbare Stromversorgung wird in Deutschland zum weitaus größten Teil durch Wind- und Solarstrom und damit dargebotsabhängig erfolgen, mit dem Ergebnis, dass es künftig etwa in der Hälfte der Zeit eines Jahres (viel) zu viel und in der anderen Hälfte (viel) zu wenig Strom aus erneuerbaren Energien geben wird. Es besteht also grundsätzlich großer Bedarf an einem Energiespeicher für Strom aus erneuerbaren Energien, der möglichst in Zeiten mit Überschüssen (negative Residuallast) geladen und in Zeiten von Mangel (positive Residuallast) für eine Rückverstromung entladen wird. Für größere Energiemengen, die auch über einen längeren Zeitraum gespeichert bzw. entladen werden können, kommt aktuell¹⁵ nur grüner Wasserstoff in Frage.

Grüner Wasserstoff hat dabei (langfristig) einen doppelten Nutzen, denn seine Produktion trägt erstens zur Integration von Strom aus erneuerbaren Energien bei und steht zweitens im Falle hoher positiver Residuallasten, die tendenziell eher im Winterhalbjahr auftreten, als einzige Option für eine CO₂-neutrale Rückverstromung zur Verfügung. Die aktuell noch höheren Kosten im Vergleich zu blauem Wasserstoff und fossilem Gas mit CCS werden sich durch Skaleneffekte bei grünem Wasserstoff einerseits und steigenden CO₂- und fossilen Gaskosten andererseits zunehmend verringern, so dass grüner Wasserstoff künftig günstiger als blauer Wasserstoff und fossiles Gas mit CCS sein wird (Bhashyam, 2023; Matthes, 2025, S. 14, 19; BUND&Gaswende, 2025), insbesondere unter Berücksichtigung der Klimaschadenskosten (Zerzawy et al., 2026). Dann ist grüner Wasserstoff sogar günstiger als fossiles Gas ohne CCS.

Fossiles Gas in Kombination mit CC(U)S

Bisher ist vor allem der Betrieb von Gaskraftwerken mit fossilem Gas etabliert, der jedoch Treibhausgasemissionen in signifikantem Umfang verursacht. Ein Betrieb von 20 GW Gasturbinen mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40% und über 1.000 Volllaststunden (vereinfacht als obere Orientierungsgröße für den flexiblen Einsatz) emittiert bei Einsatz von fossilem Gas ca. 10,4 Mio. t CO₂ pro Jahr (zzgl. Vorketten-Emissionen). Das wären mehr als 5 % der heutigen CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft und etwa ein Fünftel der in Klimaschutzszenarien für 2045 abgeschätzten Bruttoemissionen aller Sektoren. Nach den aktuellen Vorgaben des EU-Emissionshandels wird aber ab ca. 2040 ohne CCUS oder Kompensation ohnehin kein fossiles Gas mehr zur Stromerzeugung eingesetzt werden können.

¹⁵ Künftig könnten bei entsprechend positiver Entwicklung auch Saisonale Hochtemperatur-Wärmespeicher und andere neue Technologien (siehe zuvor) an Bedeutung gewinnen.

Eine Reduktion dieser Emissionen durch die Ergänzung von CCUS-Anlagen steht jedoch vor großen Herausforderungen. Technisch sind zwar CO₂-Abscheideraten von ca. 90 bis 95 % am Kraftwerk möglich. Ob sich so hohe Abscheideraten im großen Maßstab in der Praxis umsetzen lassen, ist nach heutigem Kenntnisstand unsicher. Gleichzeitig lassen sich Vorkettenemissionen wie etwa Methan-Leckagen während der Förderung, des Transportes oder der Lagerung von fossilem Gas vermindern, aber nicht durch Abscheidung vermeiden. Bei den Vorkettenemissionen gibt es je nach Herkunft des fossilen Gases große Unterschiede: Das Flüssiggas LNG aus den USA hat wegen des hohen Fracking-Anteils und der energieaufwändigen Verflüssigung etwa 8 mal so hohe Vorkettenemissionen wie norwegisches Pipelinegas (21,5 g CO₂/MJ ggü. 2,6 g CO₂/MJ) (UBA (Hrsg.) 2021). Ferner sind Wirkungsgradverluste des Kraftwerks durch den Betrieb der Abscheideanlage einzupreisen. (Bellona, 2025) geht daher selbst bei einer Abscheiderate von 90 % am Kraftwerk lediglich von einer Reduktion der Gesamtkettenemissionen pro MWh im Bereich von 60 bis 80 % aus. Nicht zuletzt müssen sich die skizzierten Abscheideraten noch im großtechnischen Einsatz und unter flexiblen Betriebsmodi bewähren. Bis solche Anlagen wirklich in der Breite realisiert werden, erscheint es daher plausibel, zunächst von höheren Restemissionen auszugehen. In jedem Fall stellt CCS alleine keine klimaneutrale Lösung dar, und verbleibende Emissionen müssen anderweitig kompensiert werden – bis auf Weiteres durch den Zukauf von CO₂-Zertifikaten, perspektivisch durch den Ausgleich mittels negativer Emissionen über aufwändige Verfahren wie Bioenergie mit CCS (BECCS) oder CO₂-Abscheidung aus der Luft mit CCS (Direct Air Capture mit Speicherung, DACCS). Damit sind neben Herausforderungen der technischen Entwicklung und Skalierung – z.B. im Hinblick auf das Potenzial nachhaltiger Biomasse – potentiell sehr hohe Zusatzkosten verbunden.

Darüber hinaus sind für CCUS eine Reihe von weiteren kritischen Faktoren und Risiken zu berücksichtigen (Block et al., 2025).

Aus diesen Gründen war sich die Mehrheit der Sachverständigen im Rahmen der jüngsten Anhörung zur Novellierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes einig, dass CCS an fossil befeuerten Gaskraftwerken keine sinnvolle Strategie darstellt (Jeglinski, o. J.).

Blauer Wasserstoff

Der Einsatz von blauem Wasserstoff statt fossilem Gas oder grauem Wasserstoff (der aus fossilem Gas ohne CCUS produziert wird) könnte zwar die CO₂-Emissionen deutlich reduzieren helfen, ist jedoch u.a. mit den folgenden kritischen Faktoren verbunden, weshalb er weder eine ausreichend schnelle noch nachhaltige Lösung darstellt, siehe (Merten und Scholz, 2023, S. 35ff):

- Selbst bei moderner CCS-Anlagentechnik mit einer hohen Abscheiderate von 90% – wie sie heute erst in einzelnen Demonstrationsanlagen erreicht werden – verbleiben noch signifikante Restemissionen, die kostenintensiv mittels DACCS oder BECCS kompensiert werden müssten. Zudem sind solche Anlagen noch nicht kommerziell verfügbar, so dass die blaue H₂-Produktion keine schnelle Lösung darstellen wird.
- Die mögliche CO₂ Reduktion hängt zudem von den Vorketten-Emissionen der Lieferkette für fossiles Gas und damit von der Herkunft von blauem Wasserstoff ab.

Diese unterscheiden sich deutlich und liegen nur im Fall von Norwegen relativ niedrig, so dass in diesem Fall hohe Reduktionen (bis zu 85% ggü. grauem Wasserstoff) möglich wären. Im Falle anderer Lieferländer wie z.B. Katar betrügen sie nur noch ca. 60% und würden damit selbst die vorgeschlagenen EU-Anforderungen an CO₂-armen Wasserstoff nicht erfüllen.

- Die Methanemissionen aus der Vorkette wirken als Treibhausgas in der Atmosphäre etwa 75 bis 86 mal stärker und schneller als CO₂.
- Der Einstieg in die Produktion von blauem Wasserstoff verlängert aus techno-ökonomischen Gründen entweder die weitere Nutzung von fossilem Gas oder führt zu stranded investments. Die Nutzung von blauem Wasserstoff führt somit zu Pfadabhängigkeiten und birgt Klimaschutz- und/oder Kostenrisiken.

Technische Optionen von H₂-ready oder mit grünem Wasserstoff betriebenen Kraftwerken als steuerbare Backup-Kraftwerke

Grundsätzlich kommen folgende Technologieoptionen für H₂-ready oder mit grünem Wasserstoff betriebene Backup-Kraftwerke in Frage:

- Gasturbinen weisen einen eher niedrigen Wirkungsgrad von bis zu 40 % und entsprechend hohe Energiekosten auf, aber niedrige Investitionskosten. Sie eignen sich daher gut als reine Backup-Kraftwerke.
- Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) sind energieeffizienter mit einem Wirkungsgrad von bis zu 60 %. Ihre Investitionskosten sind entsprechend höher, so dass sie für die Wirtschaftlichkeit höhere Vollaststunden pro Jahr benötigen als es für Backup-Kraftwerke, die nur zu Zeiten der ‚Dunkelflaute‘ in Betrieb sind, erforderlich wäre.
- Motorenkraftwerke sind für kleinere Anlagen, v.a. in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) geeignet. Ihr Zubau nur als Backup-Kraftwerke wäre vermutlich ebenfalls unwirtschaftlich. Jedoch könnten bestehende Anlagen möglicherweise umgerüstet werden.
- Das gleiche gilt für bestehende KWK-Gaskraftwerke. Sie könnten für eine Übergangszeit in den stromgeführten Backup-Betrieb überführt werden. Die Übergangszeit könnte so lange dauern, bis diese Kraftwerke durch andere Backup-Kraftwerke, z.B. ab etwa 2035 mit Betrieb durch grünen Wasserstoff, ersetzt werden. Hier müssen möglicherweise zusätzliche Wärmespeicher im Wärmenetz errichtet werden, die dann Flexibilität auch für andere Wärmeerzeuger aus erneuerbaren Energien, wie Großwärmepumpen oder Biomasse-KWK-Kraftwerke ermöglichen.
- Auch neue Gasturbinen-Backup-Kraftwerke sollten, soweit es abhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen vor Ort wirtschaftlich möglich ist, in Kraft-Wärme-Kopplung errichtet und betrieben werden. Sie dürfen jedoch nur eine Betriebserlaubnis als stromseitige Backup-Kraftwerke erhalten (nachrangig zu alternativen Flexibilitätsoptionen) und sind ebenfalls ab etwa 2035 auf grünen Wasserstoff umzustellen. Sie leisten damit einen weiteren Beitrag zur

Versorgungssicherheit auf der Wärmeseite und nutzen den Brennstoff so effizient wie möglich. Sie sollten vorwiegend in die bestehenden Wärmenetze (Fernwärme und Industrieparks) integriert werden, die i.d.R. die Wärme aus anderen, nachhaltigen Quellen gewinnen und mit Wärmespeichern ausgerüstet sind, die in Engpasszeiten über den Einsatz der Gasturbinen als Backup-Kraftwerke mit Wärme nachbefüllt werden können.

Fazit

- Weder blauer Wasserstoff noch CCUS sind eine zukunftsfähige Lösung.
- Neue regelbare Gaskraftwerke müssen daher **H₂-ready** errichtet werden¹⁶.
- Sie sollten eindeutig als **Backup-Kraftwerke** ausgeschrieben und gefördert und als **H₂-ready Gasturbinen** ausgeführt werden. Wenn ein stromgeführter Backup-Betrieb garantiert werden kann und dabei eine Wärmeauskopplung wirtschaftlich möglich ist, sollten sie in KWK errichtet und betrieben werden.
- Sie sollten so rasch wie möglich auf **grünen Wasserstoff** umgestellt werden. Dieser sollte am besten aus flexibler Elektrolyse stammen, wodurch wiederum Flexibilitätsoptionen entstehen würden. Aus heutiger Sicht erscheint eine Umstellung etwa ab 2035 realistisch.

3.4 Systemintegration: Wie gelingt der Übergang zu einem 100 Prozent erneuerbaren Energiesystem und in welcher Höhe braucht es Backup-Kapazitäten?

An dieser Stelle wird untersucht, welche Aufgaben von den Flexibilitätsoptionen im Zusammenspiel übernommen werden könnten. Das betrifft insbesondere die Deckung hoher positiver Residuallast über einen längeren Zeitraum. Dafür müssen Wechselwirkungen zwischen den Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden, die in Kapitel 3.2 noch nicht analysiert wurden. Es wird herausgearbeitet, welche Aufgabe(n) für flexible Gaskraftwerke auf Basis von grünem Wasserstoff bleiben und grob abgeschätzt, welche Kapazitäten dafür zur regulären *Lastabdeckung* nötig sein könnten. Wichtige Stützjahre sind 2030 und 2035.

Wichtige Randbedingungen für die Analyse zur Minimierung der Kapazität von solchen Gaskraftwerken sind allerdings auch 1) die *Versorgungssicherheit*, falls ein wichtiges Element des Stromsystems ausfällt, und 2) die Kompatibilität mit der weiteren Roadmap zur Klimaneutralität und den dafür notwendigen Entwicklungen in den Jahren 2035 bis 2045. In diesen Jahren erwarten viele Studien einen höheren Bedarf an neuen Wasserstoff-Kraftwerken als Backup-Kapazitäten.

Die Frage, welche Kraftwerkskapazitäten wo und wann notwendig sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist komplex, wie schon die in Kapitel 3.1 gezeigten

¹⁶ Eine Definition von H₂-ready Kraftwerken findet sich in dem Abschnitt zu diesen Kraftwerken in Kapitel 3.2.

Einsatzzwecke der Kraftwerke zeigen. Im Rahmen dieser Arbeit kann keine valide Berechnung der Mindest-Kapazitäten stattfinden. Stattdessen wird hier eine Meta-Analyse von Klimaschutzszenariostudien und Studien zur Versorgungssicherheit durchgeführt. Diese Studien werden daraufhin ausgewertet, welche Aussagen sie zur notwendigen steuerbaren Kapazität insgesamt, zur Kapazität von Gaskraftwerken (unabhängig davon, mit welchem Brennstoff diese betrieben werden: dies wurde in Kapitel 3.3 beantwortet, hier geht es dagegen um den minimal notwendigen Bedarf an Backup-Kapazität und insbesondere neuen Gaskraftwerken) und zum Beitrag möglicher Alternativen machen. An dieser Stelle werden relevante aktuelle Studien herangezogen, die Aussagen zur Höhe der benötigten Backup-Kapazitäten und zum Zubaubedarf brutto und netto, also inklusive oder ohne Ersatzbaubedarf machen. Leider enthält keine der Studien ausreichende Angaben zur regionalen Differenzierung des Zubaubedarfs, insbesondere zwischen dem sogenannten netztechnischen Norden und Süden.

Dabei ist zu beachten, dass Szenariostudien häufig auf kostenoptimierenden Energiesystemmodellen beruhen. In diesen Modellen, wie auch in unseren eigenen Modellierungsarbeiten im Wuppertal Institut, ist die Kapazität der Gaskraftwerke häufig jedoch nicht endogenes Ergebnis, sondern exogene Setzung. Der Grund hierfür ist, dass die Modelle nur den „Systemausschnitt“ der Bereitstellung von Energie abdecken, aber Aspekte der Systemsicherheit (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, ...) nicht endogen abbilden können. Durch eine modellexogene Vorgabe von Mindest-Kapazitäten wird diesem Umstand auf vereinfachtem Wege Rechnung getragen.

Deswegen wird hier insbesondere ein Fokus auf Studien zur Systemsicherheit gelegt, die weiteren Einsatzzwecken der Gaskraftwerke Rechnung tragen¹⁷ oder die Wechselwirkungen zwischen steuerbaren Kapazitäten und Versorgungssicherheit¹⁸ adressieren.

Dabei werden die folgenden Aspekte dieser Studien ausgewertet:

- Wie viel Kraftwerkskapazität wird dort für welche Zieljahre als notwendig erachtet?
- Welche Alternativen werden bei der Bestimmung dieser notwendigen Kapazität berücksichtigt? (Bezug auf Kapitel 3.2)
- Werden auch die anderen Aufgaben der Gaskraftwerke adressiert? (Bezug zu Kapitel 3.1)

In diese Auswertung werden die folgenden Studien aufgenommen:

- Netzbetreiber und Bundesnetzagentur:
 - Bericht zur Versorgungssicherheit Strom der BNetzA (BMWE und BNetzA, 2025)

¹⁷ beispielsweise European Resource Adequacy Assessment (ERAA) der ENTSO-E und der Bericht der BNetzA (2025b) zur Versorgungssicherheit.

¹⁸ beispielsweise Capacity-Gap Analysen von Aurora Energy Research

- European Resource Adequacy Assessment der ENTSO-E (ENTSO-E, 2024b)
- Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025) (Bundesnetzagentur, 2025a)
- Studien zur Untersuchung der Deckungslücke:
 - EPICO & Aurora: Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Leitlinien zum Energiewendemonitoring (EPICO Klimainnovationen und Aurora Energy Research, 2025)
 - PWC „Closing the Capacity and Flexibility Gap“ (Gerken et al., 2025)
- Szenariostudien:
 - Langfristszenario O45-Strom und Langfristszenario O45-H2 (Sensfuß et al., 2025)

Detaillierte Auswertungen der Studien finden sich im Anhang 1 (Kapitel 7). Hier wird im Folgenden auf entscheidende Aussagen aus den Studien fokussiert.

Die Studien unterteilen sich in drei Gruppen: Ein Teil der Studien ermittelt mit Modellen, welche Kraftwerkskapazitäten notwendig sind, um die Nachfrage jederzeit decken zu können (Langfristszenarien), ein Teil untersucht, welche Versorgungslücken sich unter exogener Annahme verschiedener Kraftwerkskapazitäten ergeben (EPICO & Aurora, PWC), ein weiterer Teil kombiniert ökonomische Ausbauroptimierung mit Untersuchungen der dann resultierenden Versorgungssicherheit (ERAA, BNetzA). Die Szenarien des Netzentwicklungsplans beschränken sich auf die exogene Annahme von Kraftwerkskapazitäten ohne weitere Untersuchungen zu Versorgungssicherheit oder Deckungslücke und sind deswegen in den folgenden vergleichenden Ausführungen nicht berücksichtigt.

Aktuell sind gemäß (BNetzA, 2025b) etwa 32 GW Gaskraftwerkskapazität installiert. Es sind in den nächsten Jahren nur geringfügige Kapazitätsreduktionen durch geplante Außerbetriebnahmen zu erwarten (BNetzA, 2025b).

Die Studien zur Untersuchung der Versorgungssicherheit erwarten bis 2030 übereinstimmend eine gesamte Gaskraftwerkskapazität von 30 bis 33 GW, die als unter den gegebenen Bedingungen wirtschaftlich umsetzbar erscheint. Allerdings wird im Versorgungssicherheit Strom Bericht (BNetzA, 2025b) im Zielszenario bei 33 GW Kraftwerkskapazität eine gute Versorgungssicherheit erwartet (Unterdeckungszeiten von 0,28 Stunden pro Jahr), wohingegen das ERAA für Deutschland bei einer Kapazität von 31 GW deutlich höhere Ausfallzeiten von 8,21 Stunden im Jahr 2030 und einen Bedarf an weiterer Kapazität und entsprechenden Anreizmechanismen sieht. Bis zum Jahr 2035 gehen die gesamten erwarteten Kapazitäten deutlich auseinander: Während die BNetzA im Zielszenario 45 GW erwartet, rechnet das ERAA mit höheren Kapazitäten von 57 GW. In der Versorgungssicherheitsstudie der BNetzA wird über den Netto-Zubau von 12,5 GW (von heute ca. 32 auf dann ca. 45 GW Bestand) hinaus noch weiterer Zubaubedarf gesehen, da ein Teil der existierenden Kraftwerkskapazität, insbesondere KWK-Anlagen, als nicht-

wirtschaftlich vom Modell stillgelegt wird. Der Brutto-Zubaubedarf erhöht sich dadurch um ca. 10 GW bis 2035.

Die Langfristszenarien arbeiten methodisch anders, hinter ihnen liegt ein Optimierungsmodell für die Energieversorgung, das die Nachfragedeckung als fixe Randbedingung vorgibt und keine Unterdeckungen zulässt. Dieses Modell sieht im Jahr 2030 Kapazitäten von 37-38 GW als notwendig an. Im Szenario O45-Strom steigt der Gaskraftwerksbedarf bis 2035 auf 57 GW, im Szenario O45-H2 ist der Ausgleichsbedarf geringer, so dass die Gaskraftwerkskapazität bei nur 45 GW liegt. Die Langfristszenarien betrachten auch den Zeitraum nach 2035, in dem noch wesentlich höhere Kapazitätzubauten erwartet werden.

Die folgende Abbildung 1 fasst die in den oben beschriebenen Szenarien ausgewiesene Kapazitätsentwicklung bis 2035 zusammen.

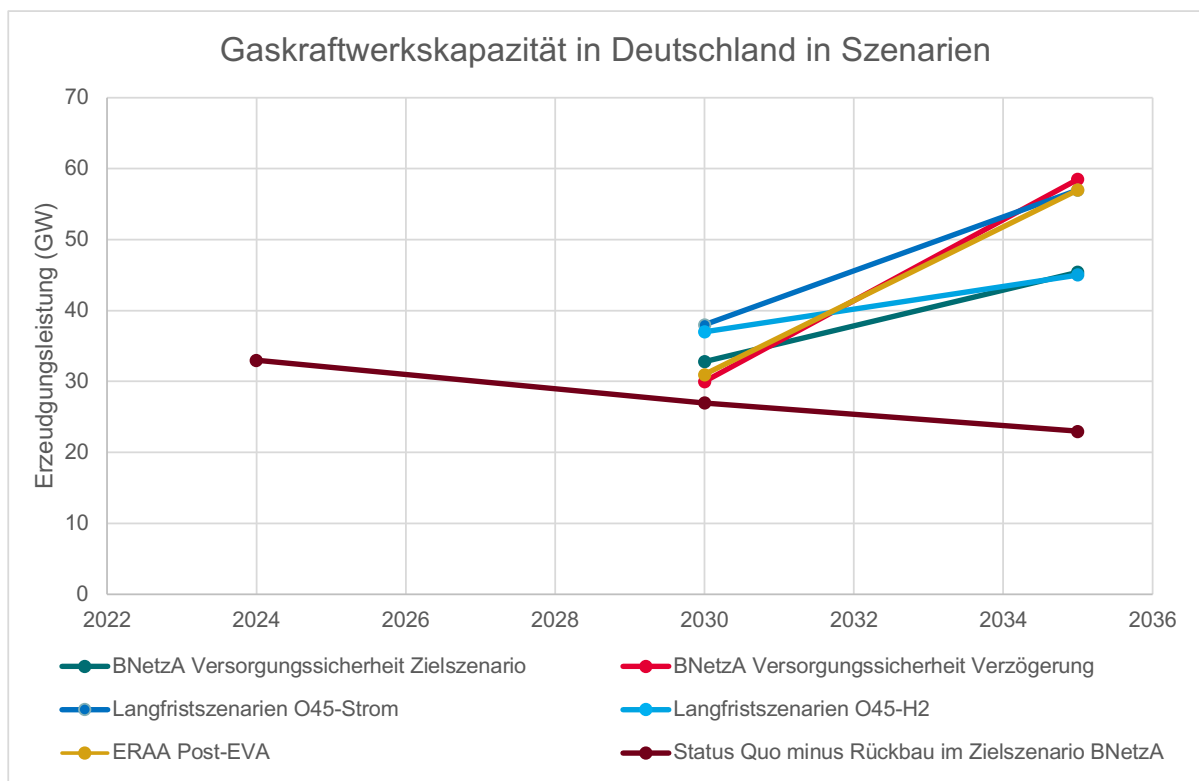


Abbildung 1: Gaskraftwerkskapazität in Deutschland in verschiedenen Szenarien bis 2035

EPICO & Aurora (2025) untersuchen die Versorgungslücke, falls kein Zubau gegenüber heute stattfindet (so dass die Gaskraftwerkskapazität damit bei ca. 30 GW liegt). Sie kommen zu dem Ergebnis, dass im mittleren Wetterjahr bis 2030 eine maximale Versorgungslücke von 10 GW entsteht, die unter ungünstigen Wetterbedingungen bis auf 29 GW in 2035 und 46 GW in 2045 steigen kann. Sie zeigen in ihrer Analyse, dass diese Lücke durch den Zubau von 10 GW steuerbarer Kraftwerkskapazität bis 2040 vollständig geschlossen werden kann. Ein Zubau von 5 GW reduziert die Deckungslücke um 27 GW (2035) bzw. um 18 GW (2040). Dieser überproportionale Effekt wird dadurch erreicht, dass die zusätzliche

Kraftwerkskapazität Freiheitsgrade in der Nutzung der Flexibilitäten eröffnet. Beispielsweise können Speicher in Zeiten außerhalb der höchsten Deckungslücke befüllt werden, die dann in den Stunden der höchsten Deckungslücke höhere Beiträge bieten können. Dieser Effekt wird auch im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA analysiert (BNetzA, 2025b, Anhang 5, S. 19).

In den meisten anderen Studien außer EPICO & Aurora und dem Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA (siehe unten) wird nicht explizit diskutiert, inwiefern Flexibilitäten den Gaskraftwerksbedarf verringern können. Sie werden dabei zwar in allen betrachteten Studien in verschiedener Form berücksichtigt und tragen zum Residuallastausgleich bei, ohne dass jedoch Sensitivitätsanalysen angestellt werden, die die Wechselwirkungen zwischen Kraftwerken und Flexibilitäten näher beleuchten. Eine Ausnahme ist der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA: Hier wird in einer Sensitivität festgestellt, dass eine Reduzierung der Flexibilität (auf 20% ihres vollen Potenzials) zu einem deutlichen Anstieg der Stunden mit Unterversorgung führt. Die Flexibilitäten haben also maßgeblichen Anteil an der Versorgungssicherheit. Mehrere Studien sehen, dass Großbatterien nicht modellendogen ausgebaut werden, weil andere Flexibilitäten, insbesondere verbrauchsnahe, volkswirtschaftlich kostengünstiger sind. In der Realität ist bei den Großbatterien allerdings aktuell eine große Dynamik zu erkennen. Gründe für diese Unterschätzung können pessimistische Kostenannahmen in den Studien oder fehlende Abbildung alternativer Erlösmöglichkeiten durch das Erbringen von Systemdienstleistungen sein.

Die Rolle der anderen Aufgaben, die bisher weit überwiegend Kraftwerke im Energiesystem erfüllen, wird in den ausgewerteten Studien unterschiedlich intensiv betrachtet. Beiträge zu Regelleistung und Redispatch werden in einigen Studien adressiert, ohne dass Aussagen getroffen werden, zu welchem Anteil diese durch alternative Technologien abgedeckt werden können. Lediglich PWC beleuchten die Möglichkeiten der Flexibilitäten genauer. Sie kommen zu dem Schluss, dass die Abdeckung der Deckungslücke über Gaskraftwerke geschehen sollte, während Flexibilitäten vor allem geeignet seien, um kurzfristigen Lastausgleich und Lastfolgebetrieb zu bieten.

Breitere Analysen, wie sie in Kapitel 3.2 systematisch für alle Flexibilitätsoptionen angestellt werden, fehlen in den betrachteten Studien. Dort hat sich gezeigt, dass Regelleistung und Spannungshaltung von vielen Flexibilitäten bereitgestellt werden können, dass Schwarzstartfähigkeit aus verschiedenen Erzeugungsanlagen kommen kann, und dass nur zwei alternative Flexibilitätsoptionen alleine dazu geeignet sind, längere Dunkelflauten zu überbrücken (siehe Abbildung 2). Das ist vor allem die **gezielte Energieeffizienz**, z.B. in Gebäuden. Sie kann die benötigte Residuallast bei gleichem Stand des Ausbaus erneuerbarer Energien langfristig um bis zu 25 GW absenken. Anders als der Koalitionsvertrag für die aktuelle Bundesregierung suggeriert, behindert zumindest gezielte Energieeffizienz also nicht die Flexibilität des Stromverbrauchs, sondern stützt sie sogar deutlich. Außerdem verringert der Zubau von **Geothermie(heiz)kraftwerken** die Deckungslücke zu Zeiten hoher Residuallast.

Legende	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Nicht möglich					
	Energieeffizienz	Demand Response	Batterien	Flexible Elektrolyse	Wärmepumpen	PtH in Wärmenetzen	Biogas-Überbauung	Flexible Geothermie	H ₂ -(ready) Backup-Kraftwerke
Residuallast (Intraday)	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (2 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (bis 5 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Möglich	Möglich
Residuallast (über 5 Tage)	Möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Bei ausreichend großen Speichern möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich
Abfahren von Lastgradienten	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Möglich
Frequenzhaltung/Regelleistung	Nicht möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich
Spannungshaltung	Nicht möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Schwarzstartfähigkeit	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Möglich
Redispatch	Nicht möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich	Möglich	Mit Einschränkungen möglich	Möglich

Abbildung 2: Eignung der Flexibilitätsoptionen für die verschiedenen Einsatzzwecke

Nicht einbezogen haben wir hier den Netzausbau im Inland und zum Ausland. Denn wie in Kapitel 3.2 dargestellt, würde er zwar den Bedarf an Redispatch verringern und einige andere Systemdienstleistungen unterstützen, aber insbesondere keine Garantie bieten, dass das Um- oder Ausland zum Zeitpunkt positiver Residuallast Kapazitäten zu deren Deckung bereitstellen kann.

Durch diese Analysen wird, insbesondere im Zusammenspiel mit den Erkenntnissen aus EPICO & Aurora und dem Versorgungssicherheitsbericht deutlich, dass den alternativen Flexibilitätsoptionen eine besondere Bedeutung zukommt. Sie können einerseits zur Deckung der Versorgungslücke beitragen, den Bedarf an Kraftwerksleistung deutlich reduzieren und darüber hinaus zahlreiche Systemdienstleistungen übernehmen.

So sieht beispielsweise der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA (2025b) schon im Jahr 2030 maximale zeitgleiche Lastverringierungspotenziale von über 11 GW durch E-Kfz, 9 GW durch Heimspeicher, 6,9 GW durch Power-to-Gas Anlagen, 13,5 GW durch Power-to-Heat in Fernwärmenetzen und 6,4 GW durch Wärmepumpen in Objekten. Alle genannten Werte steigen noch deutlich bis 2035 (siehe dazu auch die Ausführungen in Kapitel 3.2). Hinzu kommen voraussichtlich noch hohe Leistungen von Großbatterien. Diese Werte würden den benötigten Kraftwerkszubau deutlich überschreiten, wenn man sie einfach aufsummieren könnte.

Dabei ist allerdings zweierlei zu beachten: Zum einen kann die genannte maximale Leistung nur in einzelnen Stunden abgerufen werden, die mittlere Leistung liegt deutlich niedriger (siehe Ausführungen zu den E-Kfz in Kapitel 3.2). Zum anderen können die

Nachfrageflexibilitäten und Speicher zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nicht unbedingt ihre höchste Leistung bereitstellen, unter anderem, weil die Stunden vor der Höchstlast, die auch sehr hohe Lasten haben, nicht geeignet sind, um die Speicher für diesen Einsatz zu laden und andere alternative Flexibilitätsoptionen vorzubereiten. Aussagekräftiger ist deswegen die im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten und Speicher.

Die folgende Abbildung 3 zeigt die Entwicklung dieser zur Lastreduktion verfügbaren Leistung der Nachfrageflexibilitäten gemäß Modellierungsergebnissen (BNetzA, 2025b), Hinzu kämen die großen Batteriespeicher, die aus ökonomischen Gründen in dem Bericht der BNetzA nahezu vollständig vernachlässigt wurden.

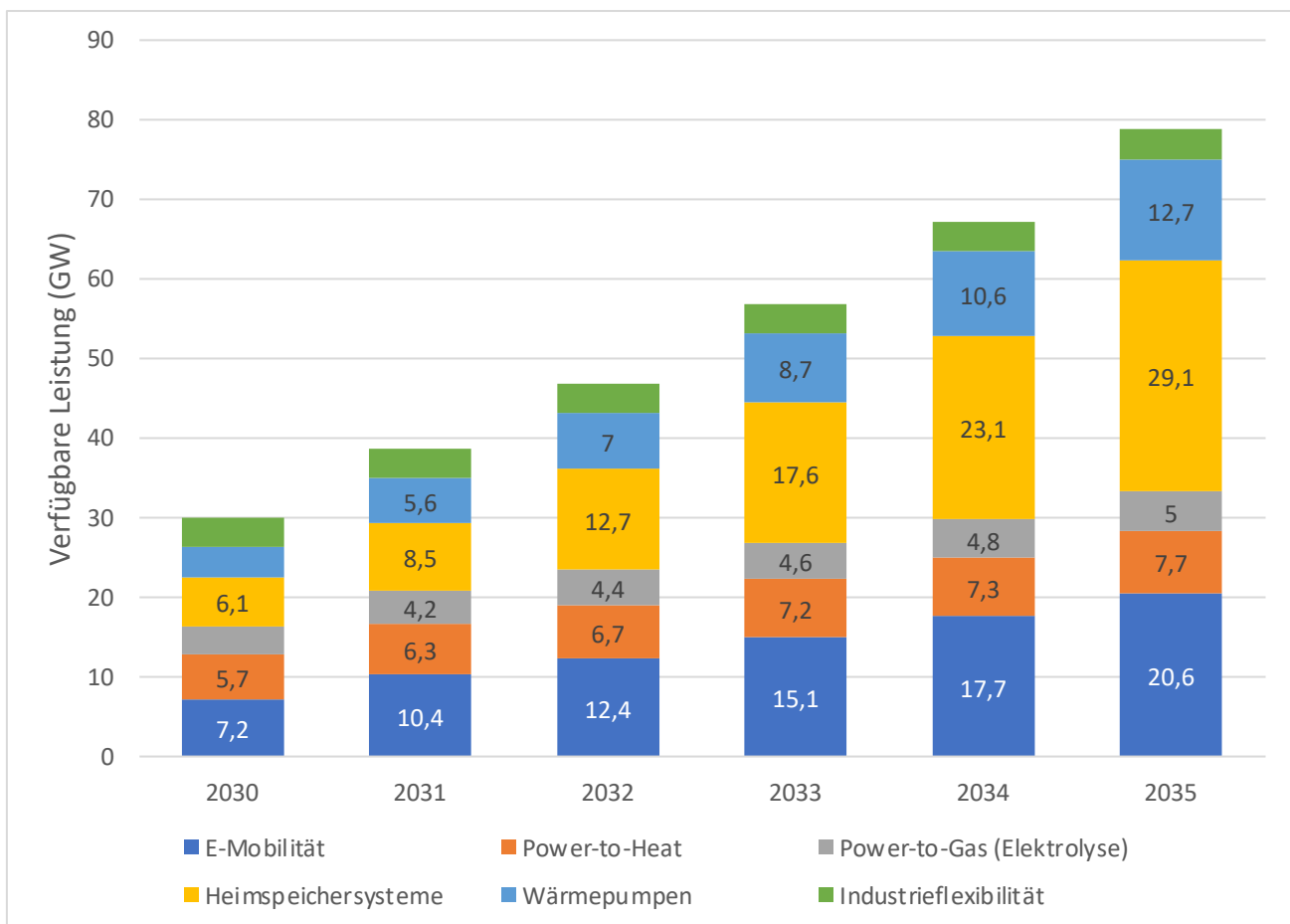


Abbildung 3: Verfügbare Leistung der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast in Deutschland im Zielszenario der BNetzA
(Quelle: BNetzA, 2025b)

In den Analysen in (BNetzA, 2025b) wird diese Flexibilität mit einbezogen; sie ist also in dem Ergebnis, das besagt, dass im Zielszenario eine Gesamtkapazität von 33 GW steuerbaren Kraftwerken in 2030 und 45 GW in 2035 benötigt werden, bereits berücksichtigt. Dabei ist aus energiewirtschaftlichen und ökonomischen Gründen die Summe der eingesetzten Leistung der Nachfrageflexibilitäten noch deutlich niedriger. Von der verfügbaren Kapazität

von annähernd 80 GW (s. Abbildung 3) werden im Modell im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast nur etwa 30 GW genutzt.

Es bleibt demnach ein Bedarf an thermischen Kraftwerken, die längere Dunkelflauten absichern. Diese Kraftwerke könnten jedoch zumindest teilweise auch mit Geothermie und Biogas – in flexibler Fahrweise, die durch Überbauung und Speicher ermöglicht wird – betrieben werden. Durch mehr und gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrageseite, z.B. Gebäudesanierung, kann dieser Bedarf zudem systematisch weiter abgesenkt werden. Allein die Gebäudesanierung könnte die elektrische Last der Wärmepumpen im Zeitpunkt einer ‚kalten Dunkelflaute‘ schon bis 2035 um gut 10 GW und langfristig um bis zu 25 GW absenken.

Tabelle 3-10 stellt die Ergebnisse aus Kapitel 3.2 dieser Studie zu den Potenzialen, Wirkungsgraden, Kosten und den möglicherweise zur Deckung hoher positiver Residuallast verfügbaren Kapazitäten in 2030 und 2035 für die alternativen Flexibilitätsoptionen und im Vergleich dazu für H₂- und H₂-ready-Backup-Kraftwerke im Überblick dar.

Anhand der oben zitierten Ergebnisse der Bundesnetzagentur (2025b) zum tatsächlichen Beitrag der Nachfrageflexibilitäten im Zeitpunkt der Jahreshöchstresiduallast im Vergleich zur Summe ihrer zeitgleichen verfügbaren Lastreduktion wurde deutlich: Diese **Potenziale dürfen nicht einfach aufaddiert werden**. Vielmehr muss das Stromsystem dynamisch modelliert werden, um den für den Klimaschutz, die Versorgungssicherheit und wirtschaftlich optimalen Beitrag der einzelnen Flexibilitätsoptionen zu ermitteln.

Es wird jedoch auch deutlich, dass viele der alternativen Flexibilitätsoptionen kostengünstiger sein können als Wasserstoff- und selbst als mit fossilem Gas betriebene Kraftwerke.

Flexibilitäts- option	Gesamt- potenzial in GW	Wir- kungs- grad in Prozent	Kosten Euro pro MWh	Möglicher Beitrag Residual- last 2030 in GW	Möglicher Beitrag Residual- last 2035 in GW	Qualität/ Einschränkungen für den Beitrag zur Residuallast
Gezielte Energie- effizienz auf der Nachfrage- und Versorgungs- seite	ca. 25,0	Nicht relevant	< 0 (ohne- hin wirt- schaft- lich)	3,0	11,5	Zahlen: nur Gebäude mit Wärmepumpen Zeitgleich zur Dauer der kalten Dunkelflaute; Beitrag abhängig von Außen-temperatur, Residuallast ebenfalls
Demand Response in der Industrie	6,5	nahezu 100%	0 – 500	3,5 bis 4,5	3,5 bis 6,5	Meist nur für wenige Stunden verfügbar Untergrenze des Beitrags lt. BNetzA

Flexibilitäts- option	Gesamt- potenzial in GW	Wir- kungs- grad in Prozent	Kosten Euro pro MWh	Möglicher Beitrag Residual- last 2030 in GW	Möglicher Beitrag Residual- last 2035 in GW	Qualität/ Einschränkungen für den Beitrag zur Residuallast
						(2025b) wirtschaftlich
Batterien	Nur wirt- schaftlich be- schränkt	ca. 90%	65 - 410 (Groß- batte- rien) n.V. (E-KFZ, Heim- speicher)	ca. 25 (Groß- batterien) 13,3 (E-KFZ, Heim- speicher)	ca. 35 (Groß- batterien) 49,7 (E-KFZ, Heim- speicher)	Meist nur für wenige Stunden verfügbar Großbatterien: Sensfuß et al., 2025 E-KFZ, Heimspeicher: BNetzA, 2025b
flexible Elektrolyse	Nur wirt- schaftlich be- schränkt	Aktuell ≤62% Langfristig ≤75%	n.V.	4*	5*	* verfügbare Lastreduktion lt. BNetzA, 2025b
flexibler Wärme- pumpen- betrieb mit Wärme- speicherung	ca. 55,0	nahezu 100%	ca. 3 (Grenz- kosten)	4*	12,7*	* verfügbare Lastreduktion lt. BNetzA, 2025b
Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen	ca. 15,0	99 % (bei 5 Tagen Speicher- dauer)	n.V.	5,7*	7,7*	* verfügbare Lastreduktion lt. BNetzA, 2025b
Biogas- Überbauung	ca. 24	Bei KWK- Nutzung: 85 - 90 %	260 - 315	bis 6	> 6	Abhängig von Wirtschaftlichkeit (nötige Kapazität von Speicher und Motor)
Geothermie	10,5	12 – 15 %	230 - 350	n.V. (< 1)	n.V.	Abhängig von Wirtschaftlichkeit
H ₂ - und H ₂ -ready- Backup- Kraftwerke	Nur wirt- schaftlich be- schränkt	40 – 60%; inkl. Elektro- lyse 30 – 40 %	100 – 325 (Gas) 283 – 483 (Wasser- stoff)	< 12**	minde- stens 12**	** gemäß Beschluss der Bundesregierung Ausbau hängt von Verfügbarkeit von Gasturbinen und Wasserstoff ab

Tabelle 3-10: Überblick über die Potenziale und Kosten der alternativen Flexibilitätsoptionen und der steuerbaren Kraftwerke

Einordnung der aktuellen Diskussion

Ein Netto-Zubau von bis zu 20 GW Gaskraftwerken, wie er von der neuen Bundesregierung im Sommer 2025 in die Diskussion gebracht wurde, würde in einer Zielkapazität von ca. 50 GW resultieren. Das wird in keiner uns bekannten Studie für 2030 für notwendig erachtet; in 2035 tendieren aber die meisten Studien in diese Richtung. Eine Ausnahme bildet EPICO & Aurora (2025) mit nur etwa 40 GW Gesamtkapazität, entsprechend 10 GW Netto-Zubau bis 2035. Wenn zwischenzeitlich Stilllegungen stattfinden (wie es der Versorgungssicherheitsbericht Strom erwartet; BnetzA, 2025b), dann müssen diese allerdings durch weitere Zubauten kompensiert werden, was den Brutto-Zubau erhöht. Der mögliche Rückbau von Kraftwerkskapazität, wie er im Versorgungssicherheitsbericht erwartet wird, ist ein wichtiger Punkt, der in der aktuellen Diskussion nicht adressiert wird¹⁹.

Letztlich ist die vorzuhaltende Höhe des notwendigen **Bedarfs an steuerbarer Kapazität insgesamt und insbesondere an Kraftwerkskapazität** eine **politische Entscheidungsfrage** und erfordert einen umsichtigen Abwägungsprozess: Zu entscheiden ist,

- in welchem **Umfang** für wenige Ereignisse langanhaltender und sehr hoher Residuallast, die mit hoher Wahrscheinlichkeit im Verlauf mehrerer Jahre nur einmal auftreten, zusätzliche steuerbare Kraftwerks- und andere Kapazitäten neu gebaut werden sollten, um die Versorgungssicherheit abzusichern. Dies wären Kapazitäten, die über die alternativen Flexibilitäten und eine für durchschnittliche Ereignisse langanhaltender hoher Residuallast ausgelegte steuerbare Kapazität hinaus zur Verfügung gestellt werden müssten.
- ob die notwendige Leistung für diese absoluten Extremfälle über steuerbare Backup-Kraftwerke **oder** zusätzliche Kapazitäten der oben genannten Alternativen, insbesondere zusätzliche Wärmespeicher in Wärmenetzen oder Biogas-Überbauung, bereitgestellt werden sollten.

Im November 2025 erzielte die Bundesregierung in Gesprächen mit der Europäischen Kommission eine Einigung und erhielt die Zusage, dass sie bis zum Jahr 2032 insgesamt bis zu 12 GW an steuerbaren Kraftwerken fördern darf. Davon sollen 2 GW technologieoffen ausgeschrieben werden, also z.B. für Speicher offen sein. Alle Gaskraftwerke sollen H₂-ready errichtet werden. Nach zusätzlichen Informationen aus dem Januar 2026 sollen davon 4 GW ab 2040 bzw. 2043 mit Wasserstoff betrieben werden. Die Umstellung soll über Differenzverträge gefördert werden.

Zwar kommen diese Pläne den Ergebnissen für den Bedarf an Nettozubau bis 2035 von EPICO & Aurora (10 GW) und der Bundesnetzagentur (12,5 GW) recht nahe. Es ist nach unseren Ergebnissen dennoch wichtig, alle 12 GW technologieoffen auszuschreiben.

¹⁹ In der Analyse der BNetzA werden vorrangig KWK-Gaskraftwerke stillgelegt, mit der Begründung, dass die Fernwärmeversorgung auf erneuerbare Energien, auch über Wärmepumpen und Power-to-Heat, sowie nicht vermeidbare Abwärme umgestellt werden soll. In Bezug auf die KWK-Anlagen sind aber auch andere Optionen denkbar, denn anstatt als Ersatz für den Rückbau dieser Anlagen neue Backup-Kraftwerke zu bauen, könnten die **KWK-Kraftwerke auch in den Backup-Betrieb überführt** werden, indem der Bau von großen Wärmespeichern am Kraftwerksstandort gefördert wird.

Unabhängig davon, zu welcher Abwägungsentscheidung man in Bezug auf die Höhe der minimal benötigten Kapazitäten kommt, erscheint es uns besonders wichtig, dass die neu installierten Backup-Kraftwerke **möglichst bald direkt mit grünem Wasserstoff betrieben werden oder zumindest H₂-ready errichtet und baldmöglichst umgestellt** werden, um fossile lock-ins zu vermeiden (vgl. Kapitel 3.3) und Ankerkunden für das H₂-Kernnetz zu schaffen. Aus heutiger Sicht erscheint diese Umstellung ab etwa 2035 realistisch.

Ausblick

Die aktuelle Diskussion fokussiert auf die Jahre 2030 bis 2035. Dabei wird bislang nicht adressiert, dass laut der gängigen Szenarien **langfristig noch ein deutlich höherer Ausbau an neuen steuerbaren Backup-Kapazitäten, darunter auch Kraftwerkskapazitäten notwendig sein wird**. Das gilt auch für den Fall, dass die Stromnachfrage aufgrund verzögerter Elektrifizierung erst dann signifikant ansteigen könnte. Umso wichtiger ist es auch aus diesem Grund, dass die bis 2035 zugebauten Kraftwerkskapazitäten bereits H₂-ready ausgeführt (und damit Wasserstoffinfrastrukturen hinreichend früh aufgebaut werden) oder durch Biomasse-Überbauung abgedeckt werden.

Noch ist auch wenig klar, **welchen Beitrag Flexibilitäten langfristig leisten können**. Technologische Entwicklungen lassen vermutlich neue Möglichkeiten entstehen, strukturelle Veränderungen im Bereich der Industrie könnten sowohl neue Optionen erschließen lassen als dadurch auch heutige Lastverlagerungspotentiale verloren gehen. Auch die Frage der Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Flexibilitäten, die mittel- und langfristig erschlossen werden können, verdient eine genauere Betrachtung.

4 Rahmenbedingungen, um die alternativen Flexibilitätsoptionen im Markt durchzusetzen

Eine Verbesserung der Rahmenbedingungen kann einerseits **spezifisch** für die Flexibilitätsoptionen bzw. die H₂-Readiness noch erforderlicher neuer Kraftwerke und den benötigten Netzausbau erforderlich sein: Was ist ggf. nötig, um sie regulatorisch überhaupt zu ermöglichen, welche Anreizstrukturen müssen geschaffen werden für welche Einsatzzwecke flexiblen Betriebs? Wie müssen die heutigen Rahmenbedingungen entsprechend weiterentwickelt werden? Diese Fragen werden in Kapitel 8 analysiert. Dabei fokussiert Kapitel 8.1 auf erforderliche **optionenübergreifende Rahmenbedingungen** und Kapitel 8.2 **spezifische Rahmenbedingungen**, jeweils für die in Kapitel 3.2 untersuchten Flexibilitätsoptionen außer H₂-(ready)Backup-Kraftwerke. Für letztere wird der geplante Kapazitätsmarkt als das wesentliche Instrument angesehen und in Kapitel 8.1 analysiert. Neben einem Design des Kapazitätsmarkts, das die Alternativen gleichberechtigt anreizt, gehören gehören das Energy-Efficiency-First-Prinzip in der Systemplanung und der Smart Meter Rollout zu den optionenübergreifenden Rahmenbedingungen.

Der politische Rahmen, mit dem insgesamt die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff gesichert werden kann, konnte im Rahmen dieses Gutachtens nur soweit analysiert werden, wie er im Zusammenhang mit dem Zubau von flexiblen Elektrolyseuren in Deutschland steht.

Die politischen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden hier nur für die flexible Nutzung von Biomasse und Geothermie analysiert. Der Ausbau von Photovoltaik und Wind wird entscheidend sein für das treibhausgasneutrale Strom- und Energiesystem der Zukunft. Er verursacht einerseits den Bedarf an Flexibilitätsoptionen, trägt andererseits aber auch selbst in Zeiten von ‚Dunkelflauten‘ zur Deckung der Last bei. Die grundlegenden Politikinstrumente sind hierfür auch EU-seitig festgelegt: eine Förderung durch zweiseitige Differenzverträge und die Entwicklung des Markts für Power Purchasing Agreements und andere Geschäftsmodelle ohne Förderung.

In diesem Kapitel bietet eine tabellarische Zusammenfassung den Überblick der jeweiligen Politikempfehlungen. Die detaillierte Beschreibung und Begründung der Empfehlungen befindet sich in Kapitel 8 im Anhang. In Kapitel 1.2 werden wichtige spezifische Empfehlungen zu Clustern zusammengefasst und in Abbildung K2 hinsichtlich ihrer Relevanz für die Förderung der alternativen Flexibilitätsoptionen eingeschätzt.

Optionen- übergreifendes Instrument	Wichtige Politikempfehlungen
Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> ● An geeigneter Stelle, z.B. im EnWG und/oder dem EnEfG, die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA verpflichten, künftig das Energy Efficiency First-Prinzip in der Netzentwicklungsplanung und im Monitoring der Versorgungssicherheit anzuwenden ● Wirtschaftlichkeit dabei auf die gesamtwirtschaftliche Perspektive beziehen, inklusive aller weiter reichenden Vorteile von Energieeffizienzlösungen (gemäß Art. 3 (5a) EED) ● Mittel- bis langfristigen Bedarf an Backup-Kapazitäten und alternativen Flexibilitätsoptionen in einem Prozess ermitteln, der in einer adaptiven, stufenweisen und technologieoffenen Ausbauentcheidung mündet.
Strommarktdesign und Kapazitätsausschreibungen	<ul style="list-style-type: none"> ● Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips und entsprechende Technologieoffenheit sowohl für kurzfristige Ausschreibungen als auch für den Kapazitätsmarkt ab 2027 ● Prüfen, ob für jede Flexibilitätsoption zunächst eine Teilmenge der auszuschreibenden Kapazität vorzusehen ist ● Aggregatoren zur Marktteilnahme zulassen und Minimalgröße der Gebote nicht prohibitiv groß festlegen ● Derating-Faktoren dürfen die alternativen Flexibilitätsoptionen nicht benachteiligen ● H₂-Readiness als Voraussetzung für die Zulassung von Backup-Gaskraftwerken vorsehen ● Prüfen: Für H₂-ready Backup-Kraftwerke Anreiz für Umstellung auf grünen Wasserstoff bei Risikominimierung schaffen, durch Aufteilung der Gebote in einen Investitionsteil und einen CfD für die Nutzung grünen Wasserstoffs, und Bonus in der Bewertung für Gebote mit frühzeitiger Umstellung ● angemessene Regelung für den Rückzahlmechanismus für Erlöse im Energie-Großhandelsmarkt und Regelenergiemarkt entwickeln ● dezentralen Kapazitätsmarkt als Ergänzung oder Alternative prüfen ● Prüfen: längere Nutzung vorhandener Gaskraftwerke als Backup-Kraftwerke oder als Reservekapazitäten in der Sicherheitsbereitschaft und anschließender Ersatz direkt durch alternative Flexibilitätsoptionen und Wasserstoffkraftwerke anstelle von frühzeitigem Neubau von H₂-ready Backup-Kraftwerken, die für einige Jahre mit fossilem Gas betrieben werden
weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts	<ul style="list-style-type: none"> ● Wirksame Pönalen aber auch finanzielle Anreize für Übererfüllung für gMSB einführen ● Bei mehrmaliger Zielverfehlung ggf. Entzug der Grundzuständigkeit und regionale Ausschreibung durch Bundesnetzagentur ● Plattformen/Kooperationsgemeinschaften schaffen ● Ausweitung Rollout: schrittweiser Einbezug von Mehrfamilienhäusern in den Rollout ● sicherstellen, dass die installierten iMSys ihre Informations- und Steuerungsfunktionen erfüllen

Tabelle 4-1: Übergreifende Rahmenbedingungen für alternative Flexibilitätsoptionen und Backup-Kraftwerke

Flexibilitätsoption	Wichtige Politikempfehlungen
Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite	<ul style="list-style-type: none"> ● Förderung der BEG für Gebäudesanierung verbessern (20% höhere Förderung und bessere soziale Ausgestaltung), ● Förderung der BEW für grüne Fernwärme fortführen und Mittel auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr erhöhen ● Praktische Unterstützung durch One-Stop-Shops und energetisches Quartiersmanagement ● One-Stop-Shops auch für effiziente Strom- und Wärmenutzung in kleineren Unternehmen und Verwaltungen ● Verteilnetze: Verlustenergie als Parameter im Effizienzvergleich nach §13 ARegV
Demand Response	<ul style="list-style-type: none"> ● Nachteile durch heutige Preisgestaltung abschaffen: Strompreise und Netzentgelte generell dynamisch oder zeitvariabel gestalten, mit Bestabrechnungsklausel ● Dementsprechend auch ‚Bandlastprivileg‘ und ‚atypische Netznutzung‘ abschaffen und Unternehmen ggf. durch Belohnung für flexible Nutzung kompensieren ● Flexibilität in die Förderprogramme des Bundes (EEW) einbeziehen
Verbraucher*innen-nahe Flexibilitäten (Wärmepumpen, Fahrzeugbatterien, Heimspeicher)	<ul style="list-style-type: none"> ● Strompreise und Netzentgelte generell dynamisch oder zeitvariabel gestalten, mit Schutzmechanismen wie Tarifmodelle mit Absicherungen gegen extreme Preisspitzen oder noch besser mit Bestabrechnungsklausel; ● Einkommensgestaffelte Förderung für Elektrifizierung und für Nutzung als Flexibilität ● Praktische Unterstützung durch One-Stop-Shops ● Vereinfachte Teilnahme an virtuellen Kraftwerken ● Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips in der Netzentwicklung und im Netzbetrieb insbesondere durch die Verteilnetzbetreiber fordern und fördern (BNetzA)
Großbatterien	<ul style="list-style-type: none"> ● Bundesweit einheitliche Vorgaben für die Berechnung von Baukostenzuschüssen schaffen ● Batteriespeicher explizit in § 35 BauGB aufnehmen und als privilegierte Vorhaben anerkennen ● Netzanschluss: Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten, klare Verfahren und Fristen für die Netzverträglichkeitsprüfungen festlegen, damit Entscheidungsgewalt nicht allein bei Netzbetreibern liegt, aber dabei Mindestkriterien für den Planungsstand und die Finanzierung von Projekten definieren; BNetzA könnte einheitlich digitalisierte Netzanschluss- und Netzzugangsprozesse etablieren, die über ein zentrales bundesweites Portal abgewickelt werden ● netzdienliches Verhalten durch ein dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal fördern; in Kombination mit einer moderaten, standortabhängigen Beteiligung an den Netzkosten, die ungefähr den zusätzlichen Nettoeinnahmen der Batteriebetreibenden aus dem Redispatch-Preissignal entspricht ● Bei Umsetzung des vorstehenden Vorschlags ist demnach keine vollständige Befreiung von Netzentgelten über 2029 hinaus vorzusehen. Wird er nicht umgesetzt, sollte die Befreiung weiterhin erfolgen, aber an eine Steuerbarkeit zum Redispatch gekoppelt sein.

Flexibilitätsoption	Wichtige Politikempfehlungen
Flexible Elektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> ● Förderung systemdienlicher Elektrolyse über ein zielgerichtetes Ausschreibungsmodell als Alternative zum Kapazitätsmarkt prüfen ● Bundesweit einheitliche Vorgaben für die Berechnung von Baukostenzuschüssen schaffen, aber mit regionaler Differenzierung und ggf. Honorierung des Beitrags von Elektrolyseuren zur Langzeitspeicherung ● Prüfung einer Reduktion oder Befreiung von Netzentgelten für systemdienliche Elektrolyseure oder eines dynamischen, tagesaktuellen Redispatch-Preissignals wie für Großbatterien vorgeschlagen (in Kombination mit einer Reduktion der Netzentgelte) ● EU-Kriterien für RFNBO-Kraftstoffe ändern, um flexiblen Betrieb zu ermöglichen und zu honorieren ● Ermöglichung der Teilnahme von Elektrolyseuren an dezentralen oder regionalen Flexibilitätsmärkten ● Erweiterung von § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) für flexible Elektrolyseure
Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen	<ul style="list-style-type: none"> ● BEW-Mittel auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr erhöhen ● Langzeitspeicherung für Backup-Zwecke in Kapazitätsmarkt einbinden oder zielgerichtete Ausschreibungen ● Verbesserung des Anreizes durch von § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) ● Prüfen: PtH-Bonus im KWKG erhöhen ● Prüfen: Im Fall eines netzdienlichen Betriebs die Betreiber*innen von PtH-Anlagen von den Netzentgelten sowie weiteren staatlichen Abgaben teilweise befreien (analog zu Großbatteriespeichern). Alternativ: netzdienliches Verhalten durch ein dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal (wie bei Großbatteriespeichern vorgeschlagen) oder durch andere zeit- und lastabhängige Dynamisierung der Netzentgelte fördern
Biogas-Überbauung	<ul style="list-style-type: none"> ● Überbauung und Langzeitspeicherung für Backup-Zwecke in Kapazitätsmarkt einbinden ● Differenzierung des EEG-Marktwertfaktors (MWF) ● Verlängerung der Ausschreibungen im EEG bis 2032 ● Anhebung des jährlichen Ausschreibungsvolumens ab 2027 ● Prüfen: Anheben des Flexibilitätszuschlags ● Prüfen: Schaffung von Anreizen für Neuanlagen ● Angebot flexibler Netznutzungsvereinbarungen (FCA) regeln: nur dynamische Begrenzungen, keine statischen
Flexible Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> ● Überbauung und Langzeitspeicherung für Backup-Zwecke in Kapazitätsmarkt einbinden ● Vorrang- oder Beschleunigungsgebiete für geothermische Nutzungen ausweisen ● BEW-Mittel auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr erhöhen ● Fündigkeitsrisikoabsicherung langfristig verstetigen ● Prüfen: Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag als Anreiz für Bereitstellung von Regelleistung
Stromnetzausbau in Deutschland und für	<ul style="list-style-type: none"> ● Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips in der Netzentwicklung und im Netzbetrieb insbesondere durch die Verteilnetzbetreiber fordern und fördern (BNetzA)

Flexibilitätsoption	Wichtige Politikempfehlungen
Kuppelleistung zu Nachbarländern	<ul style="list-style-type: none"> ● staatliche Beteiligung/ Investition in Eigenkapital der ÜNB (verpflichtend) zweitbeste Lösung: Amortisationskonto ● Bürger*innenfonds zur Beteiligung/ Investition in Eigenkapital der VNB fördern oder vorschreiben; staatliche Beteiligung auch hier ergänzend anbieten ● Übernahme von Stromnetzen durch Genossenschaften oder Kommunen erleichtern und fördern ● Für verbleibenden Bedarf an Verteilnetzausbau nach Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips sowie generell für Investitionen in Energieeffizienz und Digitalisierung / Smart Grids eine gesonderte Finanzierung durch geeignete Anerkennung der Kosten in der Anreizregulierung gesetzlich ermöglichen

Tabelle 4-2: Spezifische Rahmenbedingungen für die alternativen Flexibilitätsoptionen

5 Resümee

Während der Arbeit an dieser Studie seit dem Sommer 2025 änderten sich die Pläne der Bundesregierung für den Neubau von steuerbaren Kraftwerken deutlich. Strebte das BMWE im Einklang mit dem Koalitionsvertrag zunächst noch an, bis zu 20 GW für den Bau bis 2030 aususchreiben und bekräftigte dieses Ziel bei der Vorlage des sogenannten Monitoringberichts zur Energiewende im September nochmals, fiel nach Abstimmung mit der EU-Kommission im November 2025 der Beschluss, bis 2032 insgesamt 12 GW an steuerbaren Kapazitäten zu erreichen. Davon sollen zwei GW technologieoffen ausgeschrieben werden.

Es ist nach den Ergebnissen dieser Studie eine wichtige Entscheidung der Bundesregierung, dass alle Gaskraftwerke, die nun ausgeschrieben werden sollen, als H₂-ready Kraftwerke gebaut werden sollen. Diese sollten aber ausschließlich zu Backup-Zwecken und nicht für den Regelbetrieb zugelassen werden und spätestens ab etwa Mitte der 2030er Jahre mit grünem Wasserstoff betrieben werden.

Nach den Ergebnissen dieser Studie ist unsicher, ob neue Kapazitäten in dieser Höhe bis 2032 überhaupt schon benötigt werden. Im weiteren Verlauf der Energiewende zum treibhausgasneutralen Energiesystem bis 2045, mit dem erwarteten weiteren Anstieg des Stromverbrauchs, wird der Bedarf für Backup-Kraftwerke in diesem Umfang vermutlich entstehen.

Dabei ist jedoch schon in den Ausschreibungen darauf zu achten, dass sie nur als Backup-Kraftwerke für die Deckung hoher positiver Residuallasten, die über mehrere Tage anhalten, genutzt werden.

Denn vorrangig sollten die großen Potenziale der alternativen Flexibilitätsoptionen für die Deckung der Residuallast genutzt werden. Daher sollten alle Ausschreibungen von Backup-Kapazitäten technologieoffen erfolgen. Wie in dieser Studie erstmalig systematisch für eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen analysiert wurde, können die alternativen Flexibilitätsoptionen auch viele andere Zwecke flexiblen Betriebs erfüllen (vgl. Abbildung 2).

Untersucht wurden die folgenden alternativen Flexibilitätsoptionen: Demand Response in der Industrie, Batterien (Großbatterien, Heimspeicher und Fahrzeugspeicher), flexible Elektrolyse, steuerbare Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen sowie die sogenannte Überbauung von Biogasanlagen und Geothermiekraftwerke.

Es ist nun wichtig, diese Potenziale im Verbund mit dem weiteren ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien auch zu realisieren. Zu den wichtigsten Politikinstrumenten dafür gehören neben einem technologieoffenen Kapazitätsmechanismus – aber nur für Backup-Kapazitäten – der beschleunigte Rollout der Smart Meter und zusammen mit ihnen der dynamischen Strompreise und Netzentgelte, die Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips, geordnete und schnelle Netzanschlussverfahren, ein dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal für Speicheroptionen aller Art, die Förderung von Wärmespeichern sowie eine Finanzierung des Netzausbaus, die den Anstieg der Netzentgelte bremst.

Auch die Verbesserung der Energieeffizienz, vor allem bei Gebäuden und in der Industrie, muss nun deutlich beschleunigt werden. Denn sie ist zumeist wirtschaftlich, und allein die Wärmedämmung von Gebäuden kann den Bedarf an neuen Backup-Kraftwerken bis 2045 um bis zu 25 GW reduzieren.

Mit dem ambitionierten Ausbau der alternativen Flexibilitätsoptionen und der erneuerbaren Energien zusammen kann die Versorgungssicherheit voraussichtlich im Saldo mit den geringsten Kosten und Umweltauswirkungen und auch ab 2035 mit einem Minimum an neuen Backup-Kraftwerken aufrechterhalten werden. Der tatsächliche mittel- bis langfristige Bedarf an Backup-Kapazitäten sollte in einem Prozess ermittelt werden, der in einer adaptiven, stufenweisen und technologieoffenen Ausbauentscheidung mündet.

6 Literatur

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2024): Anlage 1: Ermittlung des Aufschlags für besondere Netznutzung für das Jahr 2025 für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C'. Berlin et al.: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (Download von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/Sonstige-Umlagen/Aufschlag-f%C3%BCr-besondere-Netznutzung-19-StromNEV-Umlage/%C3%9Cbersicht-Aufschlag-f%C3%BCr-besondere-Netznutzung/Aufschlag-f%C3%BCr-besondere-Netznutzung-2025> am 18.08.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025): Präqualifizierte Leistungen in Deutschland. Berlin et al.: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (Download von regelleistung.net am 18.08.2025)
- Acatech & Dechema (2024). Wasserstoff-Kompass. Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft. https://dechema.de/Themen/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K.pdf
- Acatech & Dechema (2025a). Wasserstoff Kompass. Stromsystem. Verbrauchsflexibilisierung mithilfe von Elektrolyseuren. <https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#/stromsystem/verbrauchsflexibilisierung-mithilfe-von-elektrolyseuren>
- Acatech & Dechema (2025b). Der Wasserstoff-Kompass als Grundlage für eine Roadmap der Bundesregierung. Wasserstoff Kompass. URL <https://www.wasserstoff-kompass.de/> (accessed 8.27.25).
- Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können. Berlin.
- Agora Think Tanks (2024). Klimaneutrales Deutschland—Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Berlin: Agora Think Tanks. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>
- Agora Energiewende und RAP (2025): Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNeS). https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-16_DE_Agnes_Stellungnahme/A-EW_Stellungnahme_AgNeS_WEB.pdf
- Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025): Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge. Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze? Berlin. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-in-eine-zukunftsfahige-daseinsvorsorge>
- Baake, R., Grossmann, W. (2025). Preiswerter Sonnenstrom mit Transatlantik-Kabel. Berlin: Stiftung Klimaneutralität.
- Bhashyam, A. (2023). 2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray. BloombergNEF. URL <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/2023-hydrogen-levelized-cost-update-green-beats-gray/> (accessed 12.19.25).
- BDEW (2020). Kurz-Stellungnahme. Zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200123_Kohleausstiegsgesetz-kurz.pdf
- BDEW (2024a). Positionspapier Umgang mit steigenden Netzanschlussverfahren von Großverbrauchern. Unter besonderer Berücksichtigung von Rechenzentren. https://www.bdew.de/media/documents/bdew_positionspapier_netzanschluss_grossverbraucher.pdf?utm
- BDEW (2024b). Stellungnahme zur Konsultation der Festlegung „Nutzen statt Abregeln 2.0“. https://www.bdew.de/media/documents/2024-05-06_BDEW-Stellungnahme_zur_Konsultation_der_Festlegung_Nutzenstatt_Abr_XpbchZy.pdf

- BDEW (2025a). Positionspapier zu den Ausschreibungen für systemdienliche Elektrolyse nach § 96 Nr. 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes.
https://www.bdew.de/media/documents/2025-01-31_BDEW_Positionspapier_zu_Ausschreibungen_systemdienlicher_Elektrolyse_final.pdf
- BDEW (2025b). Kommunale Wärmeplanung: Großwärmepumpen auf Erfolgskurs?
<https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/groesse/gro%C3%9Fwaermepumpen-auf-erfolgskurs/>
- Bellona (2025). Systemfrage Gas: Der Elefant im Raum, den Reiches 10-Punkte Plan zum Energiewende-Monitoring nicht sehen will?
- Bitkom (2024). Die Digitalisierung der Energiewende.
<https://www.bitkom.org/sites/main/files/2024-03/BitkomChartsEnergy2024.pdf>
- Block, S., Weber, N., Viebahn, P., Sievering, C., Arnold, K., Witte, K. (2025). Voraussetzungen für eine erfolgreiche Implementierung von CCU, CCS und CDR.
- BNE & SMI (2024). Digitalisierungsbericht gemäß § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes.
<https://www.bneonline.de/wp-content/uploads/24-09-18-bne-SMI-Stellungnahme-Digitalisierungsbericht-fin.pdf>
- Bracke, R.; Huenges, E.; Acksel, D.; Amann, F.; Bremer, J.; Bruhn, D.; Budt, M.; Bussmann, G.; Görke, J.-U.; Grün, G.; Hahn, F.; Hanßke, A.; Kohl, T.; Kolditz, O.; Regensburg, S.; Reinsch, T.; Rink, K.; Sass, I.; Schill, E.; Schneider, C.; Shao, H.; Teza, D.; Thien, L.; Utri, M. und Will, H. (2022). Roadmap tiefe Geothermie für Deutschland. Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Wissenschaft für eine erfolgreiche Wärmewende.
<https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792>
- BMWE (2025). Klimaneutral werden - wettbewerbsfähig bleiben.
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=26
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024a). *Strommarktdesign der Zukunft*. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. Berlin: BMWK.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024b). Die Systementwicklungsstrategie: Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>
- Bundesnetzagentur (n.d.). Diskussionspapier—Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb.
- Bundesnetzagentur (2022). Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_ZweiteKonsultation/BK6-22-300_Regelungswerk.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Bundesnetzagentur (2023): Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität.
- Bundesnetzagentur (2024a). Entscheidung zum Festlegungsverfahren zur Bestimmung der Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs, die eine zuschaltbare Last zu erfüllen hat nach § 13k Absatz 3 Satz 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/Festlegung.pdf>
- Bundesnetzagentur (2024b). Spannungshaltung in Netzen („Blindleistung“). Spannungshaltung in Netzen („Blindleistung“).
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/60_Blindleistung/artikel.html

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025a). Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltssystematik Strom (AgNes). Bonn: BnetzA.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025b). Versorgungssicherheit Strom. Bericht. Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Bonn: BnetzA.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025c). Konsultation zu einem Verfahren zur Zuteilung von Entnahmeleistungen aus Netzebenen oberhalb der Niederspannung. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2024/BK6-24-245/BK6-24-245_startseite.html?nn=660086

Bundesnetzagentur (2025d). Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045.

Bundesnetzagentur (2025e). Kraftwerksliste. Kraftwerksliste. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>

BUND, Gaswende (2025): Smart statt Gas: Flexibilisierung als Schlüssel für ein zukunftsfestes Energiesystem. Anhang. Abrufbar unter: <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/smart-statt-gas-flexibilisierung-als-schlüssel-fuer-ein-zukunftsfestes-energiesystem/>

BVG (2025a). BVG-Poster Tiefe Geothermie 2025.

Christidis, A., Wasike-Schalling, A., Arriens, J. (2023). H₂-Ready-Kraftwerke—Policy Briefing. Berlin: Reiner Lemoine Institut.

con|energy consult GmbH (2025). Ökonomische Analyse der technologischen Optionen zur Besicherung der Stromversorgung in Zeiten der Dunkelflauten in Deutschland bis 2038. Berlin: con|energy consult GmbH

CONSENTEC (2023). Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff.

Danish Energy Agency (2025). Energy Storage—Technology descriptions and projections for long-term energy system planning (No. 10; Technology Data – Energy Storage). <https://ens.dk/media/6588/download>

DENEFF EDL_Hub (2025): Social Contracting. CO₂-freie, faire Wärme und effiziente Gebäude für alle. POLICY BRIEF 04/2025.

Deutsche Energie-Agentur (2020). dena-Studie Systemsicherheit 2050—Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem.

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena) (2024). Fit für 2045 (Teil 2): Investitionsbedarf für die Transformation öffentlicher Nichtwohngebäude – Notwendige Investitionen für einen klimaneutralen öffentlichen Gebäudebestand und mögliche Finanzierungsansätze, Berlin.

Eicke, A., Hirth, L., Mühlenpfordt, J. (2024). Kurzstudie Mehrwert dezentraler Flexibilität, Neon Neue Energieökonomik GmbH, Berlin.

Elhaus, N., Treiber, P., Karl, J. (2024). Biogas im künftigen Energiesystem. Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen. Nürnberg: Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg,

EnBW (2024). Kraftwerksstrategie. <https://www.enbw.com/unternehmen/themen/kohleausstieg/kraftwerksstrategie.html>

Energie & Management (2025). Smart Meter. Vor allem kleine Messstellenbetreiber bremsen Rollout. <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/technik/detail/vor-allem-kleinemessstellenbetreiber-bremsen-rollout-324870>

ENTSO-E (2024a). European Resource Adequacy Assessment—2024 Edition—Annex 1: Input Data & Assumptions. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Annex_1_Assumptions.pdf

- ENTSO-E (2024b). European Resource Adequacy Assessment—2024 Edition—Executive Report. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Executive_Report.pdf
- EON (2025). The Energy Playbook. An affordable strategy to net zero.
- E.ON, EWEnetz, Netze BW, & Stromnetz Berlin (2024). Aktionsplan „Intelligentes Messen und Steuern“. <https://www.lobbyregister.bundestag.de/inhalte-der-interessenvertretung/stellungnahmengutachtensuche/SG2412200022>
- EPICO Klimainnovation & Aurora Energy Research (2025). Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Leitlinien zum Energiewendemonitoring [Policy Brief].
- EPICO Klimainnovation und Guidehouse Germany (2025). Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem. Policy Paper. Berlin.
- EWI (2025). Green hydrogen production under RFNBO criteria - Analyzing the system and business case perspective.
- EWI & BET (2025). Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- Eyerer, S., Schifflechner, C., Hofbauer, S., Wieland, C., Zosseder, K., Bauer, W., Baumann, T., Heberle, F., Hackl, C., Irl, M., Spliethoff, H. (2017). Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (2025): Dunkelflaute? Biogas kann die Hälfte der Stromlücke schließen! <https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/dunkelflaute-biogas-kann-die-haelfte-der-stromluecke-schliessen>
- Fachverband Biogas (2025): Wichtigste Eckpunkte für ein Biomassepaket 2.0. https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/fachthemen/arbeitshilfen-hintergrundinfos-infopapiere/eeg-stromvermarktung/2025/25-05-30_FvB_Eckpunkte_Biomasse-Paket_2.0_kompakt.pdf
- FfE (2025a). „Smart Meter Light“ in der Diskussion – Fortschritt oder Flickerwerk?: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. DOI: 10.34805/ffe-11-25
- FfE (2025b). Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht.
- Figueroa, C. (2025): Smart Meter Light: Valider Vorschlag zur Unzeit. Warum „Smart Meter Light“ den Smart-Meter-Rollout behindern würde. <https://spotmyenergy.de/blog/smart-meter-light/>
- Fiorini, L., Castillo, M. M., Slot, T. (2022). Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030, Smart Energy Europe (Hrsg.), Brüssel.
- FNB Gas (2024). Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz.
- FNR (2025a). Themenportal Biogas: Faustzahlen. <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen> (accessed 9.12.25).
- FNR (2025b). Biomassepaket zieht scharf: Chance für den Biogassektor, zum Systemdienstleister der Energiewende zu werden. <https://www.fnr.de/presse/pressemitteilungen/aktuelle-mitteilungen/aktuelle-nachricht/biomassepaket-zieht-scharf-chance-fuer-den-biogassektor-zum-systemdienstleister-der-energiewende-zu-werden> (accessed 9.26.25).
- Fraunhofer IEE (2022). Flexible Wärmepumpen im Verteilnetz—Studie zum Einfluss von kurzfristig umsetzbaren Flexibilitäten elektrischer Wärmepumpensysteme auf zukünftige Netzüberlastungen in einer Beispielregion. https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/Kurzstudie_FlexWP.pdf
- Fraunhofer IEE (2025). Evaluationsbericht 1. Zwischenbericht (Rev 05) Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“.

- Fraunhofer IEE, DBFZ, ESE (o.J.). Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen.
- Fraunhofer ISE (2025). Installierte Leistung. Energy Charts. https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE
- Gatzen, D.C., Janssen, D.M., Nodop, C. (2025). Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder Technologiemix? Köln: Frontier economics / LEE NRW e.V. <https://www.lee-nrw.de/data/documents/2025/08/26/530-68ad837354922.pdf>
- Gerken, A.S., Holler, J, Zimmerlein, F., El-Safoury, K. (2025). Closing the Capacity and Flexibility Gap. PWC.
- Handelsblatt (2024). Industrie: Mögliches Problem bei der Kraftwerksstrategie. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/industrie-moegliches-problem-bei-der-kraftwerksstrategie/100012944.html>
- Hasse, R., Herkel, S., Kost, C., Kögel, N., Nolte, H., Senkpiel, C. (2025). Wärmewende mit Erfolg: Investitionsbedarfe des Gebäudesektors. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
- Hauptstadtbüro Bioenergie (2025): Positionspapier. Kurzfristiger Anpassungsbedarf: Biomassepaket 2.0 zur Überarbeitung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023). https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/fachthemen/positionspapiere-stellungnahmen/eeg-stromvermarktung/250618_HBB_Vorschlaege_fuer_ein_Biomassepaket_2.0.pdf
- Hein, G., Becker, H., Bergsträßer, J., Fritz, R. (2024). Analyse der Ansteuerbarkeit von elektrischen Erzeugern und Verbrauchern, Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel.
- Henzelmann, T. & Büchele, R. (2009). Der Beitrag des Maschinen- und Anlagenbaus zur Energieeffizienz, VDMA (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau-Unternehmen)/Consultants Roland Berger Strategy.
- Irl, M.; Aubele, K.; Baumann, T.; Dawo, F; Hindelang, J.; Keim, M; Kuhn, P.; Mayer-Ullmann, P.; Molar-Cruz, A.; Walcher, F.; Wieland, C.; Eller, T.; Heberle, F. (2020). Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem. Abschlussbericht. Climate Change 24/2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-22_climate-change_24-2020_geoflex.pdf
- Irrek, W. (2007). Anreize zur Reduktion der Verlustenergie im zukünftigen Anreizregulierungsschema. Überlegungen des Wuppertal Instituts für den Strombereich - Verlustenergie als zusätzlicher Parameter im Effizienzvergleich? Wuppertal: Wuppertal Institut.
- Jeglinski, N. (o.J.). Deutscher Bundestag - Experten gegen CO₂-Speicherung für Gaskraftwerke. Berlin: Deutscher Bundestag. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw42-pa-wirtschaft-kohlendioxid-1112272> (accessed 12.22.25).
- Kaczmarczyk, P., Krebs, T. (2025). Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. IMK Studies Nr. 98. Düsseldorf: Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) der Hans-Böckler-Stiftung.
- Kirchner, S., Ehlerding, S. (2025). Bioenergie Verbände fordern rasche Überbrückungshilfen für Biogasanlagen. Tagesspiegel Background. URL <https://utf.rdir.de/form.action?agnCI=1024&agnFN=fullview&agnUID=F.hqJfY80EAKJfbAGiX23OABUDbKJfcs4ABDv9oI9zzmiv1aiiX3XOAprlfQ.ftUKAtFQ212kLuIZDh6aYmTHR0d1BLripmSsQJGcR-RqKAoTtFrW4odKX3vqJFo1BKjSzOzx-1bsxOrTnUSIXw#a4PXixuOac9Ac0PVBJRQ2a> (accessed 12.1.25).
- Kölschbach Ortego, A., Steitz, J. (2024). Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren– Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromübertragungsnetzausbau. Berlin: Dezernat Zukunft. <https://dezernatzukunft.org/effekte-staatlicher-beteiligungen-auf-den-stromnetzausbau/>

Langrock, T., Achner, S., Baumgart, B., Jungbluth, C., Marambio, C., Michels, A., Otto, A., Weinhard, P., (2015). Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Climate Change 19/2015. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Lichner, C. (2025). Batteriegroßspeicher in der Mittelspannung in zwei Jahren am Netz. pv magazine Deutschland. <https://www.pv-magazine.de/2025/06/02/batteriegrossspeicher-in-der-mittelspannung-in-zwei-jahren-am-netz/>

Löschel, A., Grimm, V., Matthes, F. C., & Weidlich, A. (2023). *Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten*. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stellungnahme-Strommarktdesign-Weiterentwicklung.pdf>

Lohr, C.; Eicke, A. & Hirth, L. (2025). Netzdienlichkeit von Großbatterien. Netzwirkung von Großbatterien heute und Instrumente zur Entlastung der Stromnetze. Kurzstudie im Auftrag der ECO STOR GmbH. <https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf>

Maciejczyk (2025). Austausch zu drohenden Biogas-Stilllegungen.

Mahner, A., Niepelt, R., Brendel, R. (2025). Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem. Hannover, Emmerthal: Leibniz Universität Hannover, Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln.

Matthes, F.C. (2025). Wasserstoff-Erzeugungskosten.

Mellwig, P., Pehnt, M., Braune, A., Wellstein, I. (2025). Mit guten Gebäuden zum Ziel. Wie Klimaschutz im Gebäudebestand zu schaffen ist. Heidelberg: ifeu

Mennel, T., Fischer, T. (2024). Gutachten zur Wärmespeicherstrategie. Deutsche Energie-Agentur.

Merten, F., Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation.

Meyer, J., Madsen, M., Saars, L. (2023). Kurzstudie Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie. Marktnahe und wirtschaftliche Energieeinsparpotentiale in der Industrie. Krefeld: Hochschule Niederrhein.

Michali, S., Behrends, M., Kämmerling, N. (2025). Ökonomische Analyse der technologischen Optionen zur Besicherung der Stromversorgung in Zeiten der Dunkelflauten in Deutschland bis 2038.

Nationaler Wasserstoffrat (2024). Stellungnahme. Systemdienliche Elektrolyse. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-11-22_NWR-Stellungnahme_Systemdienliche-Elektrolyse.pdf

Nationaler Wasserstoffrat (2025). Neue Legislaturperiode: Acht Thesen für einen neuen Ansatz. in der Wasserstoffpolitik. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2025/2025-05-16_NWR-Stellungnahme_Neue_Legislaturperiode_Acht_Thesen.pdf

Neon (2024): Mehrwert dezentraler Flexibilität. Oder: Was kostet die verschleppte Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeichern? Kurzstudie im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI e.V.).

Netztransparenz (2025a). Marktgestützte Beschaffung von Momentanreserve. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Frequenzhaltung/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Momentanreserve>

Netztransparenz (2025b). Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit. Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Versorgungswiederaufbau/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Schwarzstart%C3%A4higkeit>

Netztransparenz (2025c). Redispatch. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch>

- Öko-Institut und Fraunhofer ISE (2022): Durchbruch für die Wärmepumpe. Praxisoptionen für eine effiziente Wärmewende im Gebäudebestand. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.
- Rayner, T. (2025). Ore Energy bringt erste Eisen-Luft-Batterie in den Niederlanden ans Netz. pv magazine Deutschland. <https://www.pv-magazine.de/2025/07/30/ore-energy-bringt-erste-eisen-luft-batterie-in-den-niederlanden-ans-netz/>
- Reiner-Lemoine-Institut (2025). Die Entwicklung der Regelleistung in Deutschland im Zeichen der Energiewende. <https://htw-projekt.rl-institut.de/>
- Sauthoff, M., Löber, D. (2025). Die Rolle der Dezentralen Lösungen im gesamtkosteneffizienten Energiesystem. Berlin: Roland Berger GmbH.
- Sensfuß, F., Maurer, C., Frömel, M., Lux, B., Männer, W. (2025). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland—Treibhausgasneutrale Orientierungsszenarien, Modul Energieangebot. https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45-Energieangebot_final.pdf
- Siemer, J., Enkhardt, S. (2025). Fast 2 Millionen Batteriespeicher mit 22 Gigawattstunden Kapazität in Deutschland bis Ende 1. Halbjahr 2025 installiert. pv magazine Deutschland. <https://www.pv-magazine.de/2025/07/18/fast-2-millionen-batteriespeicher-mit-22-gigawattstunden-kapazitaet-in-deutschland-bis-ende-1-halbjahr-2025-installiert/>
- Solaridee (2022). Betonkernaktivierung mit Solarthermie – Neue Art zu heizen?, <https://www.solaridee.de/betonkernaktivierung/>, veröffentlicht am 20.10.2022, zuletzt abgerufen am 16.09.2025.
- Stadler, I. (2005). Demand Response Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Fachbereich Elektrotechnik der Universität Kassel.
- Statista (2023). Lithium-Ionen-Batterien—Kosten pro kWh bis 2023. Statista. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>
- Statista (2025a). Kohleausstieg: Stromerzeugung bis 2038. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1420697/umfrage/schrittweiser-ausstieg-aus-der-kohle-bis-2038-in-deutschland/>
- Statista (2025b). Anzahl Elektroautos in Deutschland 2025. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>
- Statista (2025c). Bioenergie in Deutschland.
- Steinbach, J., Gerspacher, A., Schlomann, B., Chassein, E., Emsmann, F., Ashley-Belbin, N. (2019). Potential für energieeffiziente Beleuchtungssysteme in Unternehmen und Hemmnisse bei der Umsetzung. Karlsruhe: Fraunhofer ISI/ IREES.
- Steinbach, L., et al. (2024). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben: Geothermie.
- Thamling, N., Langreder, N., Lettow, F., Wunsch, M. (2024). Perspektive der Fernwärme. Aktualisierung des Gutachtens „Perspektive der Fernwärme - Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“ aus dem Jahr 2020. Im Auftrag des AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. und Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2024/Perspektive_der_Fernw%C3%A4rme_-_2024.pdf
- Thema, J., Thema, M. (2019). Pumpspeicherkraftwerke in stillgelegten Tagebauen am Beispiel Hambach-Garzweiler-Inden. Wuppertal Paper Nr. 194. Wuppertal: Wuppertal Institut.
- Thomas, S.; Gericke, N. (2022). Certification of green hydrogen: Recent efforts and developments in the European Union. Beijing, Berlin: Sino-German Energy Partnership

commissioned by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK).

Thomas, S., Schüwer, D., Vondung, F., Wagner, O. (2022). Heizen ohne Öl und Gas bis 2035 – ein Sofortprogramm für erneuerbare Wärme und effiziente Gebäude. Im Auftrag von Greenpeace e.V.

Thomas, S., Ota, M., Bunge, F., Onishi, K. (2024a): Electricity Market Design. Instruments to support the investment in Flexibilities in Germany and Japan. Wuppertal, Tokyo: Wuppertal Institute and Institute of Energy Economics, Japan.

Thomas, S., Schnurr, B., & Wagner, O. (2024b). Wie die Wärmewende sozial gestaltet werden kann (Zukunftsimpuls Nr. 29). Wuppertal Institut.

Thomas, S., Kaselofsky, J., Schnurr, B., & Venjakob, M. (2025). Umsetzung der Energieeinspar-Anforderungen im Wohngebäudebestand nach Art. 9 (2) der EU-Gebäuderichtlinie. Studie für die Gebäude-Allianz. Wuppertal Institut.

UBA (Hrsg.) (2020). Flexibilitätsoptionen der Strom- und Wärmeerzeugung mit Geothermie in einem von volatilem Stromangebot bestimmten Energiesystem.

UBA (Hrsg.) (2021). Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle.

UBA und AGEE (2025). zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0.xlsx.

https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F372%2Fdokumente%2Fzeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK (accessed 9.12.25).

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2024). Anforderungen an Batteriespeicher—Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/anforderungen%20an%20batteriespeichersystemen/2024_zus%C3%A4tzliche_technische_anforderungen_an_den_anschluss_von_batteriespeichersystemen_im_hos-netz.pdf

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) (2025). Regelleistung > Grundlagen > Welche Arten der Regelreserve gibt es? <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Welche-Arten-der-Regelreserve-gibt-es>

VDE (2023). Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren. URL

<https://www.vde.com/resource/blob/2226594/279eaea65a48407ecbd2227be6f190e9/netzdienliche-integration-von-elektrolyseuren-data.pdf>

Vondung, F., Suerkemper, F. & Kaselofsky, J. (2025). Finanzierungsinstrumente für eine sozialverträgliche Wärmewende. Kurzstudie im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe e.V.. Wuppertal: Wuppertal Institut.

Weidlich, A., Bublitz, A., Fichtner, W. Grimm, G., Hagenmeyer, V., Helfer, M., Herrmann, M., Hofmann, R., Jahn, A., Loebbe, S., Möst, D., Neuhoff, K., Staudt, P., Tretter, R., Weißbach, T., Zapf, M. (2025). Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland. 10.6094/UNIFR/265452.

Wuppertal Institut (2020). P2X. Erforschung, Validierung und Implementierung von "Power-to-X" Konzepten. URL <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/691/> (accessed 11.28.25).

Zajonz, D. (2023). Wann kommen die neuen Gaskraftwerke? tagesschau.de.

<https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/gaskraftwerke-kohlekraftwerke-energie-100.html>

Zerzawy, F., Niesen-Meemken, S., Fiedler, S. (2026). Teure Option für die Versorgungssicherheit: Die wahren Kosten von Strom aus Erdgas. Im Auftrag von Green Planet Energy eG. Berlin: Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

7 Anhang 1: Auswertung von Szenariostudien hinsichtlich der Ergebnisse zum Bedarf an steuerbaren Backup-Kraftwerken

In diesem Anhang werden die Analysen und Ergebnisse zu den für Kapitel 3.4 ausgewerteten Szenariostudien detaillierter dargestellt.

1) BNetzA Versorgungssicherheit Strom

Methodik:

In dieser Untersuchung (BNetzA, 2025b) werden zwei Szenarien entwickelt. Das Zielszenario geht von einer zeitgerechten Umsetzung der Energiewende-Ziele aus, das Verzögerungsszenario sieht weniger ehrgeizige Umsetzungsgeschwindigkeiten vor. Der Kapazitätsbedarf wird durch eine Kombination mehrerer Modelle abgeleitet, die neben dem Zubau von Gaskraftwerken verschiedenen Typs auch den Ausbau und/oder Einsatz von Flexibilitäten einbeziehen. Dabei werden preissensitive nachfrageseitige Flexibilitäten (gesteuertes Laden von Elektroautos, Wärmepumpen, Elektrolyseure, Industrie-Flexibilität) und Speicher (Batteriespeicher, Pumpspeicher, bidirektionales Laden von Elektroautos) abgebildet. Die Nicht-Deckung der Nachfrage wird den Modellen erlaubt und mit hohen Kosten hinterlegt; die Anzahl der Stunden ohne Lastdeckung und die Summe der ungedeckten Nachfrage sind schließlich Indikatoren für die Versorgungssicherheit der aus den Modellen resultierenden Energiesysteme. Zusätzlich finden Lastflussrechnungen statt, die überprüfen, ob das Stromnetz den marktseitig optimierten Lastsituationen gerecht werden kann.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

Im Zielszenario sieht der Bericht einen Zubaubedarf von 22,4 GW brutto (inklusive der Kompensation von Stilllegungen) bzw. 12,5 GW netto (reiner Kapazitätsszubau), was einer Gesamtkapazität der Gaskraftwerke von 45,4 GW im Jahr 2035 entspricht. Die Stilllegungen finden dabei modellendogen statt und betreffen KWK-Anlagen. An deren Stelle werden gemäß der Modellergebnisse ungekoppelte Kraftwerke eingesetzt. Bis 2030 findet im Zielszenario kein Netto-Zubau statt (die Kapazität verbleibt bei 33 GW) aber es werden ca. 8 GW Gaskraftwerke brutto zugebaut, die Stilllegungen ersetzen.

Im Verzögerungsszenario steigt der Bedarf an Gaskraftwerken durch den geringeren Ausbau erneuerbarer Energien und insbesondere durch die geringere Verfügbarkeit von Flexibilitäten an auf 35,5 GW brutto bzw. 25,6 GW netto, die Gesamtkraftwerkskapazität liegt damit in 2035 bei 58,5 GW. Im Jahr 2030 hingegen ist die Netto-Veränderung negativ; Zubau findet nur entsprechend der Kraftwerksstrategie statt, die Stilllegung von KWK-Anlagen überschreitet aber diesen Wert.

Aussagen zu Flexibilitäten:

Flexibilitäten bieten einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der Deckungslücke. Die Flexibilitäten können im Zielerreichungsszenario im Jahr 2035 eine maximale Lastreduktion von 43,6 GW erreichen, die Jahreshöchstlast kann um 29,5 GW verringert werden²⁰.

Durch Sensitivitäten wird gezeigt, dass Flexibilitäten wesentlichen Einfluss auf das Niveau der Versorgungssicherheit haben. Im Zielszenario mit Flexibilitäten werden Unterversorgungszeiträume von lediglich 0,28 Stunden pro Jahr gesehen. Werden die Flexibilitäten deutlich auf 20% reduziert, steigen die Unterversorgungsstunden auf 11,6 Stunden pro Jahr. Ab einem Schwellenwert von 2,77 Stunden pro Jahr wird ein Versorgungssicherheitsproblem definiert.

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

In der Investitionsmodellierung und in der Versorgungssicherheitsanalyse wird die Vorhaltung von Regelleistung berücksichtigt. Die Erlösmöglichkeiten sind in der Investitionsmodellierung implizit abgebildet. Für die Abbildung der Leistungsvorhaltung in der Versorgungssicherheitsanalyse wird angenommen, dass die Nachfrage um den Anteil der positiven Regelleistung (FCR) erhöht wird.²¹ (Abschnitt D.1.4)

Redispatch und der dafür benötigte Kapazitätsbedarf wird in der Analyse explizit berücksichtigt, indem für Stunden mit Netzüberlastungen Redispatchberechnungen durchgeführt werden. In den betrachteten Szenarien lassen sich Netzengpässe durch die vorhandenen Kapazitäten in allen Fällen beheben. In wenigen Stunden müssen dabei neben Kraftwerkskapazitäten auch Netzersatzanlagen und flexible Stromverbraucher eingesetzt werden, auch wenn diese heute noch nicht im regulären Engpassmanagement mitwirken. (Abschnitt D 3.3.3)

Einschränkungen:

In dieser Studie wird modellendogen kein Zubau von Großbatterien gesehen, weil bidirektionales Laden der Elektrofahrzeuge volkswirtschaftlich kosteneffizienter ist. Dieser Zubau findet jedoch zurzeit mit hoher Dynamik statt, weil bidirektionales Laden noch nicht in der Breite marktreif ist. In der Studie ist somit nicht abgebildet, inwiefern diese marktorientierten Batteriekapazitäten den Ausbaubedarf an Gaskraftwerken dämpfen könnten.

²⁰ Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast kann nicht das maximale Potenzial ausgeschöpft werden, da die Höchstlast in einen längeren Zeitraum hoher Last fällt, was nicht erlaubt, die Flexibilitäten in den umgebenden Stunden entsprechend zu „laden“

²¹ Dieses Vorgehen unterscheidet sich von dem im ERAA, in dem stattdessen die Kraftwerksleistung reduziert wird. Die „virtuelle“ Erhöhung der Nachfrage kann zu Verzerrungen der Preissignale führen.

2) Netzentwicklungsplan Strom - Szenariorahmen

Methodik:

Die Netzentwicklungspläne (NEPs) sind zentraler Bestandteil der Energieinfrastrukturplanung und werden alle zwei Jahre erstellt. Dafür schlagen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zunächst einen Szenariorahmen vor. Dieser soll den Korridor der zu erwartenden Entwicklungen des Energiesystems beschreiben, auf die hin die Netzplanungen ausgelegt werden. Die Szenarien müssen die Ankerpunkte aus der „Systementwicklungsstrategie 2024²²“ (SES) berücksichtigen, die sich wiederum an die Langfristszenarien anlehnt. Der Szenariorahmen wird dann von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Konsultation gestellt, überprüft und genehmigt. Anschließend leiten die ÜNB ab, welche Ausbaumaßnahmen sich für das Stromnetz aus den Szenarien ergeben. Der aktuelle Szenariorahmen für den NEP Strom bezieht sich auf die Jahre 2037 und 2045 und wurde von der BNetzA im April 2025 genehmigt (Bundesnetzagentur, 2025d).

Szenario A fokussiert auf Wasserstoff-Importe und stellt nur geringe Anforderungen an das Stromsystem. Szenario B setzt auf stärkere Elektrifizierung und eine effiziente Systemtransformation. Szenario C nutzt ebenfalls Elektrifizierung, geht aber von einer höheren Rate der heimischen Wasserstoffherzeugung aus als Szenario B, was mit stärkeren Anforderungen an die heimische Stromerzeugung einhergeht. Alle Szenarien erreichen die Klimaneutralität im Zieljahr 2045, Szenariopfad B ist dabei am engsten an die Systementwicklungsstrategie angelehnt.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

In den Szenarien werden Kapazitäten für fossiles Gas und Wasserstoff separat ausgewiesen.

In den NEP-Szenarien wird die Kraftwerkskapazität nicht endogen ermittelt, sondern basierend auf Annahmen gesetzt. Im Szenario-Entwurf wurde ein Zubau über die Kraftwerksstrategie hinaus angenommen, dafür werden die vorliegenden Netzanschlussanträge und Kapazitätsreservierungen herangezogen und Ergebnisse aus einer Marktabfrage genutzt. Im Szenariorahmenentwurf sind die Annahmen zu den Kraftwerkskapazitäten dabei in allen Szenarien identisch und verändern sich nicht signifikant zwischen den Zieljahren. Es werden ca. 67 GW Gesamtkapazität in 2037 sowie in 2045 angenommen, wovon ca. 53 GW fossile Gas- oder Wasserstoffkraftwerke sind.

Im durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmen allerdings unterscheiden sich die anzunehmenden Kraftwerkskapazitäten. Die BNetzA verweist auf eine engere Kopplung an die der SES zugrunde liegenden Langfristzenarien und passt die anzusetzenden Kraftwerkskapazitäten entsprechend an. In Szenario A werden im Jahr 2037 insgesamt 48,2 GW angesetzt, bis 2045 steigt der Bedarf auf 62,5 GW, also ein Netto-Zubau von ca. 18 bzw. 32 GW²³. In den Szenarien B und C werden für das Jahr 2037 64,4 GW Kapazität angesetzt,

²² <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf>

²³ Die aktuelle Kapazität von Gaskraftwerken am Strommarkt liegt laut [BNetzA](#) bei ca. 30 GW

für das Jahr 2045 83,5 GW, was einem Netto-Zubau gegenüber heute von 34 GW bis 2037 bzw. 53 GW bis 2045 entspricht (Bundesnetzagentur, 2025d).

Aussagen zu Flexibilitäten:

Es werden Flexibilitäten in Form von Klein- und Großbatteriespeichern und Lastmanagement in Industrie und GHD sowie Flexibilität aus der Sektorkopplung durch Elektromobilität, Power-to-Heat und Elektrolyse betrachtet. Es werden keine Analysen dazu vorgestellt, inwieweit die Erschließung von Flexibilität Einfluss auf die Höhe der benötigten Kraftwerkskapazität hat.

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

Weitere Aufgaben für regelbare Kraftwerke werden im Szenariorahmen nicht diskutiert. Für den auf den Szenariorahmen aufbauenden Netzentwicklungsplan wird in den nächsten Schritten eine Netzberechnung durchgeführt, im Rahmen derer neben Netzengpässen spannungs- und stabilitätsbedingte Probleme im Stromnetz identifiziert und die erforderlichen Maßnahmen zu deren Kompensation vorgeschlagen werden.

Einschränkungen:

Die NEP sind ein wichtiges Instrument zur langfristigen Netzausbauplanung. Die Kraftwerkskapazität und die Rolle von Flexibilitäten sind in den NEP-Szenarien jedoch kein endogenes Ergebnis, sondern sind getroffenen Annahmen folgende Setzungen. Sie sind somit keine geeignete Basis, um den tatsächlichen Ausbaubedarf differenziert zu diskutieren.

3) European Resource Adequacy Assessment 2024

Methodik:

Das European Resource Adequacy Assessment (abgekürzt ERAA) der ENTSO-E ist eine jährlich durchgeführte Analyse zur Bewertung der mittelfristigen (10 Jahre) Sicherheit der Stromversorgung in Europa und dient als Grundlage für politische Entscheidungen, um die Versorgungssicherheit des europäischen Stromsystems zu gewährleisten (ENTSO-E, 2024b). Es ist somit das Pendant auf europäischer Ebene zur Versorgungssicherheit der BNetzA. Dafür werden zunächst die erwartbaren Kraftwerkskapazitäten entsprechend nationaler Trends fortgeschrieben. Anschließend wird im „Economic Viability Assessment“ (EVA) durch eine ökonomische Optimierung ermittelt, welche Kraftwerksinvestitionen darüber hinaus wirtschaftlich sind (an einem perfekten Markt mit perfekter Vorausschau, also ohne Vorhersage-Unsicherheiten). Ziel dieses Schritts ist, zu ermitteln, wie sich der Kraftwerkspark ohne weitere politische Eingriffe weiterentwickeln würde. Schließlich wird im Adequacy Assessment geprüft, ob die so ermittelten Kraftwerkskapazitäten die Versorgungssicherheit unter verschiedenen Wetterbedingungen und Ausfallsituationen gewährleisten können bzw. wie groß die Versorgungslücken sind. Indikatoren für die Versorgungssicherheit sind dabei unter anderem die Anzahl der Unterversorgungs-Stunden pro Jahr und die nicht gedeckte Energiemenge. (Annex 3 Methodology, Abschnitt 3)

Die Methodik des ERAA wird zurzeit überarbeitet, damit aktuelle Reformen der Energiemärkte und ihre Auswirkungen auf die Kapazitätsentwicklung angemessen berücksichtigt werden. Das ERAA, auf das sich die folgenden Aussagen beziehen, wurde noch mit der bisherigen Methodik durchgeführt.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

Für Deutschland wird im ERAA in der EVA eine wirtschaftliche Kapazität von 31 GW Gaskraftwerken in 2030 und 57 GW in 2035 angegeben. Mit diesen Kapazitäten würden durchschnittliche Ausfallzeiten von 8,21 Stunden im Jahr 2030 und 9,9 Stunden im Jahr 2035 resultieren.²⁴ (Dashboard [Results](#)) Beide Werte liegen deutlich über dem Wert von 2,77 Stunden pro Jahr, der in Deutschland als Schwellenwert für die Versorgungssicherheit definiert ist. Das ist ein deutlicher Hinweis darauf, dass zusätzliche politische Maßnahmen notwendig sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Notwendigkeit wird dadurch verstärkt, dass die Auslastung der im EVA ermittelten Gaskraftwerke sehr gering ist, sie müssten sich am Energy-Only-Markt mit wenigen Hochpreisstunden refinanzieren. Die wiederum hängen von unsicheren Wetterbedingungen ab, womit ein hohes Finanzierungsrisiko einhergeht, so dass sich die Versorgungssicherheitsproblematik ohne entsprechende politische Maßnahmen wie Kapazitätsmärkte verschärfen kann. (Annex 5 Country Comments, Abschnitt «Germany»)

Im ERAA wird keine Empfehlung für die für Versorgungssicherheit notwendige Gaskraftwerkskapazität ausgesprochen.

Aussagen zu Flexibilitäten:

Bei der Bestimmung der wirtschaftlichen Kraftwerkskapazität und bei der Bewertung der Versorgungssicherheit wird der Einsatz von Batteriespeichern, Pumpspeichern, Elektrolyseuren, flexibler Erzeugung aus KWK sowie Lastmanagement in Industrie, Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Heimspeichern berücksichtigt. Beim Lastmanagement werden die Kapazitäten im EVA optimiert, sonst von den nationalen ÜNB gesetzt. Es werden keine Sensitivitätsrechnungen über die Auswirkungen unterschiedlicher Flexibilitätsgrade angestellt. (Annex 2 Methode, Abschnitt 2)

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

Im ERAA wird berücksichtigt, dass Regelleistung (FCR und FRR) bereitgestellt werden muss und dass die entsprechenden Kapazitäten dem Markt nicht zur Verfügung stehen. (Annex 2 Methode, Abschnitt 9) Weitere Einsatzzwecke von Gaskraftwerken werden nicht besprochen.

Einschränkungen:

Im Vergleich zu anderen hier beschriebenen Studien zielt das ERAA nicht darauf ab, eine zu errichtende Zielkapazität für Gaskraftwerke zu definieren, sondern lediglich darauf zu

²⁴ Bei Bewertung der Versorgungssicherheit werden nur Anlagen am Markt berücksichtigt. Backup-Kraftwerke können allerdings kurzfristig Unterversorgungssituationen vermeiden.

bewerten, ob die ohne weitere politische Maßnahmen zu erwartenden Kapazitäten die Versorgungssicherheit gewährleisten können.

4) Langfristszenarien O45-Strom und O45-H2

Methodik:

Für die Analysen in den Langfristszenarien (Sensfuß et al., 2025), an denen sich die Systementwicklungsstrategie orientiert, wird ein Modellverbund genutzt, dessen zentrales Element neben verschiedenen Nachfrage- und Netzmodellen eine optimierende Angebotsmodellierung ist. Die Langfristszenarien werden regelmäßig aktualisiert, um aktuellen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Zuletzt wurden die «Orientierungsszenarien» vorgestellt. Das Szenario O45-Strom untersucht die Wirkungen einer Elektrifizierungsstrategie, das Szenario O45-H2 setzt auf einen starken Einsatz von Wasserstoff in den Nachfragesektoren.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

Die Kapazitätzubauten werden zunächst entsprechend der Kraftwerksstrategie 2024 exogen vorgegeben: In 2030 müssen 500 MW H₂-Kraftwerke installiert sein, ab 2035 10 GW Wasserstoffkraftwerke aus Umstellung von H₂-ready-Kraftwerken.

In beiden Szenarien wird Kapazität von Gaskraftwerken (fossiles Gas und Wasserstoff) modellendogen über die exogenen Vorgaben hinaus ausgebaut. Im Szenario O45-Strom werden für das Jahr 2030 insgesamt 38 GW Gaskraftwerke erwartet, der Wert steigt bis 2035 auf 57 GW und bis 2045 auf 81 GW.

Im Szenario O45-H2 ist der stromseitige Ausgleichsbedarf nach 2030 geringer, die Gaskraftwerkskapazitäten sind deswegen mit 37 GW (2030), 45 GW (2035) bzw. 60 GW (2045) niedriger.

Aussagen zu Flexibilitäten:

Die Flexibilität von E-Kfz wird einbezogen, die Szenarien nehmen (nach Rücksprache mit Stakeholdern) einen Anteil von 40% Smartchargern und 10% V2G in 2045 an. Die V2G-Kapazität liegt damit bei 1 GW in 2035 und 5 GW in 2045. Batterien werden zwischen Heim- und Großspeichern unterschieden. Eine Mindestausbauleistung wird angenommen, für Heimspeicher entsprechend PV-Ausbau, für Großbatterien an möglichen Märkten für Systemdienstleistungen. Insgesamt werden 25 GW Batterieleistung in 2030 angesetzt, 35 GW in 2035 und 48 GW in 2045. Ein modellendogener Zubau von Batterien ist möglich, wird allerdings in der Optimierung genutzt. Wärmespeicher werden modellendogen zugebaut, um Flexibilität in der Wärmeerzeugung (insbesondere durch Wärmepumpen, aber auch KWK) zu gewinnen. Wärmespeicher sind früh die erste gezogene Flexibilitätsoption aufgrund der angenommenen Kostenentwicklung. Elektrolyse kann flexibel eingesetzt werden. Biomasse wird prioritär in Nachfragesektoren genutzt, im Umwandlungssektor werden deswegen Bestandsanlagen nach Ende der technischen Lebensdauer stillgelegt, nur Gülle-Biogas wird ausgebaut.

Es werden keine Sensitivitäten berechnet, welchen Einfluss die Flexibilitäten auf die Höhe des Kraftwerkskapazitätsbedarfs haben.

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

Andere Einsatzmöglichkeiten von Gaskraftwerken werden im Rahmen der Langfristszenarien nicht besprochen.

Einschränkungen:

In den Modellergebnissen findet Batteriezubau nur entsprechend der erzwungenen exogenen Vorgabe statt. Das Modell bezieht lediglich die Kosten für die Speicherung ein, jedoch nicht zusätzliche Nutzen oder die Erlösmöglichkeiten durch die Erbringung von Systemdienstleistungen.

Es wird nicht ausgewiesen, ob auch Stilllegungen von Gaskraftwerken stattfinden; die Kapazitätsentwicklung ist also als Brutto-Entwicklung zu verstehen.

5) EPICO & Aurora Energy Research: Zukunftssichere Maßnahmen für die Energiewende: 5 Leitlinien zum Energiewendemonitoring

Methodik:

Die Studie (EPICO Klimainnovationen und Aurora Energy Research, 2025) arbeitet mit Variationen auf Basis des Szenarios Aurora Central, mit dem Ziel, Leitlinien für eine kosteneffiziente Auslegung des Energiesystems abzuleiten. Dafür wird unter anderem untersucht, wie hoch die Versorgungslücke bis 2030 ist, wenn kein Zubau gegenüber heutigen Gaskraftwerkskapazitäten (bei wie geplant stattfindendem Kohleausstieg) umgesetzt wird.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

Die Studie sieht, wenn kein Zubau gegenüber heute vorgenommen wird²⁵, eine Kapazitätslücke ab dem Jahr 2033, diese liegt in 2035 bei ca. 10 GW bei mittleren Wetterjahren bzw. 29 GW im ungünstigsten Wetterjahr; bis 2040 steigt die Kapazitätslücke auf 36 GW und auf 46 GW in 2045. Auf dieser Basis wird untersucht, welche Auswirkung ein Zubau von 5 oder 10 GW Gaskraftwerkskapazität hat. Es zeigt sich, dass ein Zubau von 10 GW die Kapazitätslücke bis 2040 vollständig schließen kann und ein Zubau von 5 GW sie um 27 GW (2030) bzw. um 18 GW (2035) reduziert. Dieser überproportionale Effekt wird dadurch erreicht, dass die zusätzliche Kraftwerkskapazität Freiheitsgrade in der Nutzung der Flexibilitäten eröffnet, die dann in den Stunden der höchsten Deckungslücke höhere Beiträge bieten können.

Aussagen zu Flexibilitäten:

In der Studie werden, neben den oben getroffenen Aussagen zum Potenzial der Flexibilitäten, die benötigte Kraftwerkskapazität zu verringern, auch die systemisch

²⁵ Also bei einer Kapazität von ca. 33 GW Gaskraftwerken

effiziente Einbindung von Batteriespeichern und steuerbaren Lasten adressiert. Der effiziente Batteriespeicherausbau korreliert mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage; zu hohe Speicherkapazitäten kannibalieren sich gegenseitig (d.h. sie verringern die Preisspreads am Strommarkt so stark, dass die Geschäftsgrundlage schwindet) und sind damit weniger wirtschaftlich. Aber derzeit sollte der Ausbau nicht gebremst werden, wichtig ist die effiziente Einbindung ins Stromsystem. Kostenreduktionen können sich auch daraus ergeben, dass Speicher höhere Kapazitäten bei gleicher Leistung haben. Nachfrageflexibilität wird, ohne weitere Ausführungen, in der Studie als vorteilhaft für die Systemstabilität und geeignet zur Reduktion der Strombezugspreise bezeichnet.

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

Die Studie beschränkt sich auf die Untersuchung der Deckungslücke und macht keine Aussagen zu anderen Aspekten der Systemsicherheit.

Einschränkungen:

In der Studie wird keine Aussage darüber getroffen, welche Kraftwerksleistung kostenoptimal oder empfehlenswert wäre. Die untersuchten Varianten, 5 bzw. 10 GW Kraftwerksleistung gegenüber heute zuzubauen, berücksichtigen nicht die Kompensation eventueller Stilllegungen.

6) PWC "Closing the Capacity and Flexibility Gap"

Methodik:

Die Studie (Gerken et al., 2025) widmet sich verschiedenen Aspekten der notwendigen Kapazitätsentwicklungen. Neben Untersuchungen zur Höhe der Deckungslücke wird ausgeführt, welche Flexibilitäten Beiträge zu anderen Einsatzzwecken regelbarer Kapazitäten leisten können.

Sie kommt zu der Schlussfolgerung, dass Dunkelflauten über Gaskraftwerke abgedeckt werden sollten, während Batterien, Demand Response und KWK-Anlagen am besten geeignet sind, um Vorhersagefehler auszugleichen.

Aussagen zum Bedarf an Kraftwerkskapazität:

Für die Untersuchung der Deckungslücke werden zwei Szenarien untersucht, ein Baseline-Szenario, das in seiner Struktur an die NEP-Szenarien angelehnt ist, und ein Schockszenario, das geringeren EE-Ausbau bei höherer Stromnachfrage annimmt. Die Studie untersucht die Versorgungssituation, wenn gemäß Annahmen ca. 38 GW Gas-Kraftwerkskapazitäten (sowohl im Jahr 2030 als auch 2035) verfügbar sind. Im Baselineszenario gibt es mit diesen Kapazitäten bis zum Jahr 2036 keine Versorgungslücken, die 25 GW übersteigen. Im Schockszenario sind Unterdeckungen dieser Größenordnung bereits ab 2031 zu beobachten. Es werden keine Aussagen abgeleitet, welche Kraftwerkskapazitäten kosteneffektiv oder für die Versorgungssicherheit notwendig sind.

Aussagen zu Flexibilitäten:

In der Studie wird statuiert, dass zusätzlich zu den Gaskraftwerken flexible Kapazitäten von bis zu 10 GW in Form von Batterien, Wasserkraftwerken und BHKW und Demand Response notwendig sind.

Aussagen zu weiteren Einsatzzwecken:

Es wird dargestellt, inwiefern Batterien, Pumpspeicher und Demand-Response geeignet sind, um Dunkelflauten abzudecken, im Lastfolgebetrieb zu arbeiten, kurze Aktivierungszeiten zu bieten und Momentanreserve sowie weitere Systemdienstleistungen bereitzustellen. Speicher (Batterien und Pumpspeicher) bieten schnelle Reaktionszeiten und gute Regelbarkeit im Lastfolgebetrieb, aber müssen zyklisch betrieben werden und sind deswegen eingeschränkt in der Abdeckung von Dunkelflauten. Momentanreserve bereitzustellen ist potenziell möglich. Demand Response ähnelt in der Charakteristik den Speichern.

Einschränkungen:

Es werden keine Aussagen abgeleitet, welche Kraftwerkskapazitäten kosteneffektiv oder für die Versorgungssicherheit notwendig sind. Die zusammenfassende Grafik zur Eignung der Flexibilitätsoptionen widerspricht stellenweise den textlichen Ausführungen.

8 Anhang 2: Detaillierte Analyse der Rahmenbedingungen für alternative Flexibilitätsoptionen

8.1 Übergreifende Rahmenbedingungen

Neben den spezifischen politischen Rahmenbedingungen für einzelne oder mehrere der hier untersuchten alternativen Flexibilitätsoptionen (siehe Kapitel 8.2) gibt es auch drei übergreifend wichtige Rahmenbedingungen, die nachfolgend analysiert werden. Es handelt sich um

- Die Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit
- Änderungen im Strommarktdesign und der Ausschreibung neuer Kapazitäten und
- die weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts.

8.1.1 Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit

In Artikel 2 (18) der EU-Governance-Verordnung (EU) 2018/1999 wurde das „energy efficiency first-Prinzip“ definiert. Es besagt in Kürze: Wann immer es kostengünstiger ist, Energieverbrauch durch alternative Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite oder in der Energieversorgung zu reduzieren oder über Laststeuerung und andere Flexibilitätslösungen Kosteneinsparungen zu realisieren, soll diesen Alternativen der Vorrang gegenüber dem Ausbau der Energieversorgung gegeben werden.

Das Prinzip ist in Artikel 3 und für die Energiewirtschaft in Artikel 27 der EU-Energieeffizienzrichtlinie (EU)2023/1791 genauer geregelt. Art. 3 (1) der EED verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, bei allen Planungs-, Politik- und größeren Investitionsentscheidungen das Prinzip anzuwenden. Für die Gas- und Strominfrastruktur legt Art. 27 der Richtlinie weitere Details, auch für die Regulierungsbehörden, fest. Bundesregierung und Bundesnetzagentur müssen künftig berichten, wie sie das Prinzip umgesetzt haben.

Grundsätzlich ist das Energy Efficiency First-Prinzip im Kontext von Lastabdeckung und Versorgungssicherheit daher anzuwenden für

- Die Planungsprozesse der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit.
- Alle Gesetzgebung zu Kapazitätsmechanismen und Flexibilitätsoptionen
- Alle Investitionen in Kraftwerks- und Netzinfrastruktur mit einem Volumen über 100 Mio. Euro

An dieser Stelle soll es um die **Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit** gehen²⁶. Damit sind

²⁶ Ein weiterer Prozess, in dem das Energy Efficiency First-Prinzip angewendet werden sollte, ist die Bewertung der Flexibilitätsbedarfe (Flexibility needs assessment), zu der die Bundesregierung gemäß EU-Binnenmarktverordnung für Strom verpflichtet ist.

vorrangig die **Flexibilitätszwecke** Redispatch und Abdeckung von positiver Residuallast betroffen.

Ziel der Analyse

Hier geht es darum zu klären, wie das Energy Efficiency First-Prinzip in den Planungsprozessen der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit konkret angewendet werden kann und welcher politische Rahmen dafür notwendig ist.

Fragestellung	Analyseergebnis für Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit
Kurzbeschreibung des Instruments	Um das Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit anzuwenden, sind einerseits bei der Entwicklung des Szenariorahmens zum Stromverbrauch die wirtschaftlichen Potenziale der Energieeffizienz, vor allem auf der Nachfrageseite, zu modellieren. Dadurch ist der prognostizierte Verbrauch soweit zu minimieren wie die Potenziale nutzbar sind, auch um die quantitativen Ziele der EU-Energie- und Klimapolitik für 2030 und demnächst 2040 einzuhalten. Andererseits ist das Prinzip auch in der ökonomischen Optimierung für die Entwicklung von steuerbaren Kraftwerken und alternativen Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Bedarfs anzuwenden, indem untersucht wird, in welchem Umfang der Einsatz von nachfrageseitigen und energieeffizienteren Flexibilitätsoptionen kostengünstiger ist als der Zubau von neuen Gaskraftwerken.
Heutiger politischer Rahmen	<p>Die relevanten Prozesse sind von der EU-Ebene her klar strukturiert. Für die Netzentwicklungsplanung werden sie in Kapitel 8.2 für die Flexibilitätsoption „Netzausbau in Deutschland und Ausbau der Kuppelleistung zu Nachbarländern“ beschrieben. Für die Analyse der Versorgungssicherheit gibt es auf EU-Ebene das European Resource Adequacy Assessment der Übertragungsnetzbetreiber mit Genehmigung durch ACER, mit den regelmäßigen Berichten der BNetzA zum Monitoring der Versorgungssicherheit als deutschem Pendant (z.B. BNetzA, 2025b).</p> <p>In keinem dieser Prozesse wird bisher explizit auf das Energy Efficiency First-Prinzip Bezug genommen. Dies gilt insbesondere für den Szenariorahmen zur Entwicklung des Strombedarfs. Jedoch wird die Entwicklung von steuerbaren Kraftwerken und alternativen Flexibilitätsoptionen zur Deckung des Bedarfs durch eine Kombination aus ökonomischer Optimierung und Setzungen zur Berücksichtigung von Restriktionen modelliert, wie es auch für die Analyse des Energy Efficiency First-Prinzips erforderlich ist.</p> <p>Auch im EnEFG von 2023 oder anderen Gesetzen ist das Energy Efficiency First-Prinzip noch nicht in Deutschland umgesetzt.</p>
Ziel und Bedarf an besseren Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen	Aus der Analyse der beiden vorherigen Punkte ist offensichtlich, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Praxis der Netzentwicklungsplanung und der Analyse der Versorgungssicherheit so zu ändern sind, dass das Energy Efficiency First-Prinzip künftig angewendet wird.
Aktuelle Planungen und Diskussionen	Bis zum 11. Oktober 2025 waren den Vorgaben der EED folgend alle Bestimmungen der EED, also auch die Artikel 3 und 27 zum Energy Efficiency First-

	Prinzip, in nationales Recht umzusetzen. Durch die Neuwahlen und die Regierungsbildung auf Bundesebene im Jahr 2025 hat sich die Umsetzung verzögert. Über die vorgesehene Konkretisierung ist noch nichts bekannt.
Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens	<p>An geeigneter Stelle, z.B. im EnWG und/oder dem EnEFG, sollten die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA verpflichtet werden, künftig das Energy Efficiency First-Prinzip in der Netzentwicklungsplanung und im Monitoring der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Das betrifft, wie oben dargestellt, einerseits die Berücksichtigung von wirtschaftlichen Stromeinsparungen durch Energieeffizienz und Energiesuffizienz auf der Nachfrageseite, sowohl bei ‚klassischen‘ Stromanwendungen als auch denen der Elektrifizierung, sowie andererseits die Einbeziehung aller nachfrage- und angebotsseitigen Flexibilitätsoptionen.</p> <p>Wirtschaftlichkeit ist dabei auf die gesamtwirtschaftliche Perspektive zu beziehen, inklusive aller weiter reichenden Vorteile von Energieeffizienzlösungen (gemäß Art. 3 (5a) EED, bezogen auf den gesamten Lebenszyklus und die langfristige Perspektive, die System- und Kosteneffizienz, die Versorgungssicherheit und die Quantifizierung aus gesellschaftlicher, gesundheitlicher und wirtschaftlicher Sicht und aus Sicht der Klimaneutralität sowie die Grundsätze der Nachhaltigkeit und Kreislaufwirtschaft beim Übergang zur Klimaneutralität).</p>

Tabelle 8-1: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für die Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips

8.1.2 Änderungen im Strommarktdesign und der Ausschreibung neuer Kapazitäten

Für die Frage, ob und welche Flexibilitätsoptionen und steuerbaren Kraftwerke sich durchsetzen, ist das Strommarktdesign zentral. Wichtig ist dafür insbesondere ein Design des geplanten Kapazitätsmarkts, das die Alternativen gleichberechtigt anreizt.

Hintergrund

Breit wirksame Anreize für oder gegen Investitionen in Flexibilitätsoptionen und besonders in flexible Kraftwerke setzt das Strommarktdesign, also die grundsätzlichen Regeln für den Strommarkt. Das grundlegende Gesetz für diese Regeln ist in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz, mit der Strommarktrichtlinie 2024/1711 und der Strommarktverordnung 2024/1747 als EU-rechtlicher Rahmen.

Was sind Elemente des Strommarktdesigns? In einem Optionenpapier des BMWK (2024a) gehören dazu als wichtige Regelungsbereiche:

1. Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien, also insbesondere eine Weiterentwicklung des EEG
2. Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten
3. Lokale Signale für Investitionen, Erzeugung und Verbrauch, insbesondere zur Vermeidung von Netzengpässen
4. Das Heben nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale

In einer Stellungnahme zum Strommarktdesign unterscheidet die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zudem zwischen Investitionssignalen für erneuerbare Energien und steuerbare Kraftwerke einerseits und der Marktkoordination für Flexibilitäten und den Großhandel andererseits und bei den lokalen Signalen zwischen der Förderung für erneuerbare Energien und dem Großhandelsmarkt. Außerdem betrachtet sie die Stromkosten (Löschel et al., 2023).

An dieser Stelle soll **der Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten**, einschließlich **alternativer, insbesondere nachfrageseitiger Flexibilitätpotenziale**, im Mittelpunkt stehen. Für spezifische Instrumente zum Heben nachfrageseitiger Flexibilitätpotenziale s. auch Kap. 8.1. Dort werden für einige der in dieser Studie analysierten Flexibilitätsoptionen auch Instrumente für bessere lokale Signale vorgeschlagen.

Bisher ist der Strommarkt in Deutschland als ‚Energy-only-Markt‘ organisiert: es werden Kilowattstunden im Großhandelsmarkt oder per bilaterale Verträge gehandelt. Das Vorhalten von Leistung, also Kapazitäten, wird nur im Regenergiemarkt honoriert. Nach früheren Erwartungen sollten die Preissignale im Großhandelsmarkt, insbesondere zu Zeiten von Knappheit, den Bau neuer Stromerzeugungs- oder Flexibilitätskapazitäten anregen. Dies scheint derzeit jedoch praktisch nur für marktorientierte Großbatterien zu funktionieren, wie die Anfragen auf Netzanschluss von bis zu 720 GW (lt. BDEW-Umfrage vom November 2025) zeigen.

Mit fortschreitendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem und dem Verständnis für die Verhältnisse in einem System mit nahezu 100% erneuerbarer Energien wurde jedoch deutlich, dass die thermischen Kraftwerke nur noch für wenige Vollaststunden pro Jahr benötigt werden, vor allem während sogenannter ‚Dunkelflauten‘. Auch sehr hohe Strompreise zu diesen Zeiten, die noch politisch tolerierbar erscheinen, reichen offenbar als Investitionsanreiz nicht aus. Daher ist in den letzten Jahren eine politische Diskussion über die Notwendigkeit von Investitionsanreizen für zusätzliche steuerbare Kapazitäten entstanden. Im Unterschied zum ‚Energy-only-Markt‘ sollen diese Kapazitäten eine Zahlung für die vorgehaltene Leistung erhalten. Der Bedarf wurde neben dem erwarteten Wachstum des Stromverbrauchs auch mit dem laufenden Kohleausstieg in der Stromerzeugung begründet. Zu den konkreten Instrumenten, die diskutiert werden, s. Tabelle 8-2.

Ziel der Analyse

Hier geht es daher um die Frage, wie diese Pläne geändert werden müssten, um erstens maximale Technologieoffenheit und einen fairen Wettbewerb auch für die in Kapitel 3.2 analysierten Flexibilitätsoptionen zu erreichen. Denn damit würden die Kosten und bei geeigneter Ausgestaltung auch die Umweltauswirkungen der neuen Kapazitäten minimiert. Damit würde auch dem Energy Efficiency First-Prinzip (s.o.) entsprochen, das auch auf jeglichen Kapazitätsmechanismus anzuwenden ist. Für einen Kapazitätsmechanismus bestimmt auch die EU-Verordnung über die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns (Art. 19g) technologieoffene Ausschreibungen unter expliziter Einbeziehung ‚nichtfossiler Flexibilität‘. Zweitens geht es darum, eventuell durch die Ausschreibungen kontrahierte Kraftwerke so schnell wie möglich auf grünen Wasserstoff umzustellen.

Fragestellung	Analyseergebnis für Strommarktdesign und Kapazitätsausschreibungen
<p>Kurzbeschreibung des Instruments</p>	<p>Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten einschließlich alternativer Flexibilitätsoptionen mit Vergütung in €/kW/Jahr, technologiespezifisch oder technologieoffen (Kapazitätsmarkt)</p>
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>EU-Binnenmarkttrichtlinie für Strom (2019/944):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Art. 3 (1): Staaten müssen dafür sorgen, dass ihre Rechtsordnungen Investitionen in flexible Stromerzeugung, Energiespeicherung, variable Produktion etc. nicht unangemessen behindern. • Art 8 (2): Bei Genehmigungsverfahren für neue Erzeugungskapazitäten müssen Alternativen wie Demand Response und Energiespeicherung berücksichtigt werden. <p>„Energy-only-Markt“ im Stromgroßhandel, plus Regelenergiemarkt, plus Reserve- oder Backupkapazitäten überwiegend bestehender Kraftwerke anstelle ihrer Stilllegung (Löschel et al., 2023):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Netzreserve für den Redispatch (für den Winter 2025/26: ca. 6,5 GW) • sog. besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland (neue Kraftwerke mit einer Kapazität von 1,2 GW für 10 Jahre) • Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (1,5 GW, zur Stilllegung bis 2029 vorgesehen) (§13g EnWG) • Kapazitätsreserve im Markt, aktuell 1,2 GW Gaskraftwerke über Ausschreibung (§13e EnWG).
<p>Ziel und Bedarf an besseren Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen</p>	<p>Ein Bedarf an einem spezifischen politischen Rahmen für neue steuerbare Kapazitäten besteht vor allem für die Abdeckung der positiven Residuallast in Zeiten der sogenannten „Dunkelflauten“. Weder der „Energy-only-Markt“ im Stromgroßhandel noch der Regelenergiemarkt scheinen die entsprechenden Investitionen anzureizen. Mit Ausnahme von Großbatterien, für die aktuell ein hoher Investitionsanreiz zu bestehen scheint, steuern diese Märkte bisher vorwiegend einen effizienteren Einsatz bestehender Assets.</p> <p>Für nachfrageseitige und andere alternative Flexibilitätsoptionen könnten auch spezifische Instrumente eingesetzt werden bzw. sind zusätzlich zu einem allgemeinen Kapazitätsmechanismus zum Hemmnisabbau erforderlich, vgl. Kapitel 8.2. Auch diese Flexibilitätsoptionen können durch einen allgemeinen Kapazitätsmechanismus einen – möglicherweise entscheidenden – Impuls für Investitionsentscheidungen erhalten und sollten daher einbezogen werden.</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Als Instrumente verfolgt(t)en sowohl das BMWK von 2021 bis 2025 als auch das BMWK seit 2025 eine Kombination aus kurzfristigen Kapazitätsausschreibungen für neue Kraftwerke, die bis ca. 2030 am Netz sein sollen, und einem technologieoffeneren Kapazitätsmarkt, mit ersten Ausschreibungen ca. im Jahr 2027 oder 2028. Für die kurzfristigen Ausschreibungen über das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) plante das BMWK zuletzt mit 12,5 GW Leistung, davon 0,5 GW unmittelbar mit grünem Wasserstoff zu betreiben, auf den großenteils auch die übrigen Kraftwerke in den 2030er Jahren umgestellt werden sollten. Das BMWK plante dagegen zunächst die Ausschreibung von bis zu</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Strommarktdesign und Kapazitätsausschreibungen
	<p>20 GW rein mit fossilem Gas betriebenen Kraftwerken, ohne Aussage über eine spätere Umstellung auf Wasserstoff außer einer „Umstellungsperspektive“ (BMWE, 2025). Aufgrund des EU-Beihilferechts muss dies von der EU-Kommission genehmigt werden. Infolge der Gespräche mit der Kommission beschloss das Bundeskabinett am 13.11.2025, bis zu 10 GW H₂-ready Gaskraftwerke und 2 GW Wasserstoffkraftwerke auszuschreiben. Im Januar wurden die Pläne erneut geändert. Im Einzelnen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2026 sollen 10 GW H₂-ready Gaskraftwerke und 2 GW steuerbare Kapazitäten teilweise technologieoffen ausgeschrieben werden und bis 2031 ans Netz gehen. • In den Jahren 2027 bis 2029 sollen weitere teilweise technologieoffene Ausschreibungen erfolgen. Darauf sollen neue und bestehende steuerbare Kapazitäten bieten können. • Es sollen keine direkt mit Wasserstoff betriebenen Kraftwerke mehr ausgeschrieben werden. Stattdessen soll für 4 GW an neuen oder bestehenden Gaskraftwerken die Umstellung auf Wasserstoff in den Jahren 2040 bzw. 2043 mit Differenzverträgen gefördert werden. <p>Für den geplanten technologieoffeneren Kapazitätsmarkt werden einerseits zentrale Modelle mit expliziten Ausschreibungen diskutiert, wie sie auch in der EU-Verordnung zum Strom-Binnenmarkt vorgesehen sind. Andererseits könnte auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt geschaffen werden, indem die Stromlieferunternehmen verpflichtet werden, zusätzlich zu Strommengen auch jederzeit die notwendigen Kapazitäten zu kontrahieren. Ob dies ausreichend Anreize für den Neubau von Kapazitäten setzt, ist offen. Es könnte aber die nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen begünstigen (BMWK, 2024a). Auch hybride Modelle sind möglich und wurden vom BMWK (2024a) sogar bevorzugt.</p> <p>Demgegenüber setzt das BMWE (2025) in seinen am 15.9.2025 veröffentlichten 10 Schlüsselmaßnahmen auf einen zentralen Kapazitätsmarkt, für den nun schon bis 2027 die Regeln festgelegt werden sollen.</p>
Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens	<p>Nach geltendem EU-Recht müssen alle Kapazitätsinstrumente technologieoffen sein (EU-Verordnung über die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns, Art. 19g) und das Energy Efficiency First-Prinzip der EU-Energieeffizienzrichtlinie (Art. 3 und 27) beachten. Beides bedingt, dass nicht einfach nur neue Gas- oder H₂-ready-Kraftwerke gefördert werden dürfen.</p> <p>Es müssen also generell alle Optionen zugelassen werden, die als Backup im Markt oder ggf. Reserven außerhalb des Markts für die Zeiten von ‚Dunkelflauten‘ tauglich und ggf. kostengünstiger als neue steuerbare Kraftwerke sind. Nach Kapitel 3.2 sind dies auch gezielte Energieeffizienzprogramme und Geothermie sowie, je nach Dauer der Dunkelflaute, auch bestimmte Maßnahmen des Lastmanagements, verbrauchernahe und Großbatterien, flexible Elektrolyseure und Wärmepumpen, PtH in Wärmenetzen und Biomasse-Kraftwerke, jeweils i.V.m. Wärme- und im Fall von Biogas auch Biogasspeichern, sowie PV und Windenergie zu einem gewissen Maß. Dies gilt sowohl für die kurzfristigen Ausschreibungen als auch für den breiteren Kapazitätsmarkt, wenn dieser über zentrale Ausschreibungen geschaffen wird.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Strommarktdesign und Kapazitätsausschreibungen
	<p>Es ist kann für den Kapazitätsmarkt sinnvoll und für die Marktentwicklung einzelner Optionen wichtig oder sogar notwendig sein, für jede Flexibilitätsoption zunächst eine Teilmenge der auszuschreibenden Kapazität vorzusehen, um entsprechende Gebote anzureizen. Wird diese nicht ausgeschöpft, können fehlende Mengen auch durch Gebote für andere Flexibilitätsoptionen aufgefüllt werden. Diese Bedingung sollte daher eingehend geprüft werden.</p> <p>Für viele dieser Flexibilitätsoptionen ist es wichtig, dass Aggregatoren zur Marktteilnahme zugelassen werden und dass die Minimalgröße der Gebote nicht prohibitiv groß ist.</p> <p>Die Qualität, insbesondere die Verlässlichkeit der Bereitstellung von Backup-Kapazität und Versorgungssicherheit wird üblicherweise durch sogenannte Derating-Faktoren berücksichtigt. Diese dürfen die alternativen Flexibilitätsoptionen nicht benachteiligen.</p> <p>Im Fall von steuerbaren Kraftwerken sollte zudem festgelegt werden, dass sie nur als Backup während ‚Dunkelflauten‘ eingesetzt werden sollen (s. Kapitel 3.4). Dafür sind vor allem Gasturbinen geeignet, die vergleichsweise geringe Investitionskosten aufweisen, aber aufgrund ihres geringeren Wirkungsgrads auch höhere Energiekosten.</p> <p>H₂-Readiness ist nach Kapitel 3.3 entscheidend und daher als Voraussetzung für die Zulassung von steuerbaren Kraftwerken vorzusehen. Im Entwurf des KWSG war vom BMWK auch die tatsächliche Umstellung auf grünen Wasserstoff zu einem bestimmten Zeitpunkt vorgeschrieben. Dies erhöht allerdings das wirtschaftliche Risiko für die Betreiberfirmen. Stattdessen könnten die Gebote in einen Investitionsteil und einen CfD für die Nutzung grünen Wasserstoffs aufgeteilt werden, und Gebote mit frühzeitiger Umstellung könnten einen Bonus in der Bewertung erhalten. Dieser Vorschlag sollte hinsichtlich der Anreizwirkung eingehender analysiert werden.</p> <p>Aus Energieeffizienzgründen sind KWK-Anlagen zu bevorzugen, auch im Falle von Gasturbinen. KWK-Anlagen sollten nur für den stromseitigen Backup-Betrieb und nur in Verbindung mit großen Wärmespeichern für die Kapazitätsmechanismen zugelassen werden, damit sie für Dunkelflauten mit voller Kapazität nutzbar sind.</p> <p>In bisher eingerichteten Kapazitätsmärkten ist es den Anlagen in der Regel auch erlaubt, am Energie-Großhandelsmarkt und am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Für H₂-(ready-)Backup-Kraftwerke empfehlen wir dies nicht. Die Erlöse aus diesen Märkten werden aber in bestehenden Kapazitätsmärkten in der Regel gedeckt. In Belgien müssen z.B. am Day-ahead-Markt Erlöse über 300 €/MWh hinaus an den Staat zurückgezahlt werden, so dass der größte Teil der Erlöse bei den Betreibern verbleibt (Löschel et al., 2023). In Japan müssen dagegen 90% der zusätzlichen Erlöse in anderen Märkten abgeführt werden (Thomas et al., 2024a). Zu einer angemessenen Regelung für den Rückzahlmechanismus in einem deutschen Kapazitätsmarkt besteht noch Analysebedarf. Das gilt umso mehr, falls die generelle Teilnahme am Energie-Großhandelsmarkt und am Regelenergiemarkt in Deutschland erlaubt wird.</p> <p>Untersuchungsbedarf besteht ebenso für die Frage, ob ein dezentraler Kapazitätsmarkt als Ergänzung oder sogar als Alternative zu einem zentralen Kapazitätsmarkt eingeführt werden sollte.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Strommarktdesign und Kapazitätsausschreibungen
	Schließlich sollte auch geprüft werden, ob anstelle des frühzeitigen Neubaus von H ₂ -ready Backup-Kraftwerken, die für einige Jahre mit fossilem Gas betrieben werden, eine längere Nutzung vorhandener Gaskraftwerke als Backup-Kraftwerke oder ggf. als Reservekapazitäten in der Sicherheitsbereitschaft mit anschließendem Ersatz direkt durch alternative Flexibilitätsoptionen und Wasserstoffkraftwerke sinnvoller ist.

Tabelle 8-2: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für Kapazitätsmechanismen

8.1.3 Weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts

Für die Nutzung der verbraucher*innennahen Flexibilitätsoptionen Demand Response, smartes und bidirektionales Laden von Fahrzeugbatterien, Wärmepumpen und Heimspeicher, aber auch für den flexiblen Einsatz von Erzeugungsanlagen, Elektrolyseuren und anderen Speichern sind Smart Meter bzw. intelligente Messsysteme eine Voraussetzung. Ihr Rollout muss daher weiter beschleunigt werden.

Fragestellung	Analyseergebnis für die weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts (SMRO)
Kurzbeschreibung des Instruments	<p>Die beschleunigte Einführung intelligenter Messsysteme (iMSys) stellt eine zentrale Voraussetzung für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems dar. iMSys erfassen und übermitteln im 15-Minuten-Takt Verbrauchs- und Erzeugungsdaten und schaffen damit die Grundlage für eine präzisere Abrechnung und Bilanzierung, eine höhere Transparenz für Letztverbraucher*innen sowie die Erschließung von Effizienzpotenzialen bei Planung, Bau und Betrieb der Verteilnetze.</p> <p>Über das Smart-Meter-Gateway wird eine sichere und standardisierte Datenkommunikation gewährleistet. Auf dieser Basis können gemäß § 41a EnWG dynamische Stromtarife²⁷ und perspektivisch Netzentgelte implementiert werden, die Anreize für ein netz- und marktdienliches Verbrauchsverhalten schaffen. Damit wird nicht nur die Integration erneuerbarer Energien unterstützt, sondern auch die Netzauslastung optimiert.</p> <p>Darüber hinaus bilden iMSys eine notwendige technische Voraussetzung für die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher, deren koordinierter Einsatz entscheidend für die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen ist. Angesichts der wachsenden Komplexität des Stromsystems und des steigenden Bedarfs an Verbrauchsflexibilität stellt die weitere Beschleunigung des SMRO somit ein wesentliches Instrument zur Steigerung der Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems sowie zur Sicherung der Versorgungssicherheit dar.</p>

²⁷ Nach § 41a EnWG sind ab 2025 alle Stromversorger verpflichtet, dynamische Tarife anzubieten.

Heutiger politischer Rahmen

Zur Beschleunigung des SMRO sowie der Entbürokratisierung und Stärkung der Rechts- und Planungssicherheit hat die Bundesregierung im Mai 2023 das [Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende](#) (GNDEW) beschlossen, das einen [stufenweisen Ausbauplan](#) bis 2030 und Regelungen für den Rollout von iMSys beinhaltet.

- **Verpflichtender Rollout ab 2025:** iMSys für Endkunden mit 6.000–100.000 kWh Jahresverbrauch, Betreiber von Erzeugungsanlagen (7–100 kW) sowie Haushalte mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Speicher oder Wallboxen (§ 14a EnWG); Rollout-Ziele: 20 % bis Ende 2025, 50 % bis 2028, 95 % bis 2030.
- **Wahlrecht ab 2025:** Alle Stromkunden können unabhängig vom Verbrauch freiwillig den Einbau eines iMSys verlangen; Grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB) müssen innerhalb von 4 Monaten reagieren.
- **Verpflichtender Rollout ab 2028:** iMSys für Letztverbraucher >100.000 kWh Jahresverbrauch sowie Erzeugungsanlagen >100 kW; Rollout-Ziele: 20 % bis 2028, 50 % bis 2030, 95 % bis 2032.

Am 25. Februar 2025 ist eine **novellierte Fassung des Messstellenbetriebsgesetzes** (MsbG) in Kraft getreten.²⁸ Wesentliche Änderungen betreffen die Anhebung der Preisobergrenzen für fast alle Einbaufälle, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit für Messstellenbetreiber (MSB) verbesserte, sowie neue Pflichten der Netzbetreiber: Sie müssen künftig die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen und die Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung sicherstellen (Steuerbarkeit über das iMSys als Rollout-Schwerpunkt für gMSB). Auf Wunsch der Netzbetreiber sind MSB verpflichtet, die Daten nach § 60 Abs. 3 MsbG zusätzlich viertelstündlich zu übermitteln. Zudem kann gMSB die Grundzuständigkeit entzogen werden, wenn sie die Rollout-Quoten um mehr als 25 % verfehlen oder ihren Berichts- und Mitwirkungspflichten nach § 12 EnWG nicht nachkommen.

Durch die jüngsten gesetzlichen Anpassungen hat der Rollout deutlich Fahrt aufgenommen (EWI & BET, 2025).²⁹

Nach Daten der Bundesnetzagentur für das erste Quartal 2025 wurden bislang 14,9 % der quotenrelevanten Pflichteinbaufälle mit iMSys ausgestattet, was 690.723 von insgesamt 4.639.316 Fällen entspricht. EWI & BET (2025) gehen davon aus, dass das 20 %-Ziel bis Ende 2025 im Durchschnitt erreicht wird. Betrachtet man alle 54.888.662 Messlokationen in Deutschland, einschließlich der Nicht-Pflichtfälle, liegt die bundesweite Einbauquote lediglich bei 2,7 %. Deutliche Unterschiede zeigen sich in Abhängigkeit von der Größe der MSB: Bei großen Anbietern mit mehr als 500.000 Messlokationen liegt die Einbauquote in den Pflichtfällen bereits bei über 20 %, während kleinere Betreiber mit weniger als 30.000 Messlokationen durchschnittlich nur rund 4 % erreichen (Stand: 22.08.2025) (Energie & Management, 2025).

Die gesetzlich festgelegten Ziele zur Steuerbarkeit, entscheidend für den Systemnutzen von iMSys, werden voraussichtlich nicht erreicht. Laut EWI & BET (2025) ist trotz verfügbarer zertifizierter Technik absehbar, dass 2025/2026 nicht die geforderten 90 % der Einspeisung über iMSys steuerbar sein werden.

²⁸ Details sind in VKU (2025) zu finden.

²⁹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250214-bundesrat-bestaetigt-aenderungen-fuer-schnelleren-smart-meter-rollout.html>

	<p>Hauptgründe sind Verzögerungen bei der Einführung von IT-Systemen zur Steuerungsadministration sowie Herausforderungen aufgrund laufender SAP-Transformationen in vielen Unternehmen.</p> <p>Die Rollout-Prognose von EWI & BET (2025) geht davon aus, dass die beschleunigte Energiewende in Verbindung mit den Pflichtrolloutquoten des § 45 MsbG bis Ende 2032 zu über 23 Millionen iMSys führen wird, davon rund 19 Millionen im Rahmen des Pflichtrollouts. Diese iMSys werden überwiegend genutzt, um dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilitäten in Netz- und Marktmechanismen einzubinden, wodurch Netzausbau reduziert und marktliche Flexibilität bereitgestellt werden kann (EWI & BET, 2025).</p>
<p>Ziel und Bedarf an besseren Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen</p>	<p>Messstellenbetreiber: Der Druck auf gMSB, die gesetzlich vorgeschriebenen Rolloutziele zu erreichen, ist bislang begrenzt. Zwar hat die Bundesnetzagentur rückständige gMSB offiziell auf ihre Pflichten hingewiesen, bisher sind jedoch keine Sanktionen erfolgt (EWI & BET, 2025). Automatische Rechtsfolgen bei Pflichtverletzungen, wie der Verlust der Grundzuständigkeit oder Zwangsgelder, existieren nicht. Auch positive Anreize für gMSB, die gesetzlich festgelegten Mindestquoten zu übertreffen, fehlen.</p> <p>Mit dem Anheben der Preisobergrenzen im Rahmen der jüngsten Gesetzesnovelle hat sich die Wirtschaftlichkeit für die Messstellenbetreiber jedoch verbessert. Davor war der Rollout für die involvierten Akteure meist nicht kostendeckend umsetzbar (E.ON et al., 2024).</p> <p>Außerdem besteht Bedarf Kooperationen von MSB zu fördern, insbesondere um die Herausforderungen kleinerer MSB zu adressieren.</p> <p>Endkunden: Die Akzeptanz bei Endkunden ist gestiegen: Laut Bitkom (2024) befürworten inzwischen 63 % der Deutschen den Einbau von iMSys, vor allem wegen der Verbrauchstransparenz und der Nutzung dynamischer Tarife sowie steuerbarer Verbraucher (EWI & BET, 2025). Datenschutz und Datensicherheit bleiben für Endkunden weiterhin wichtige Themen. Den systemischen Nutzen erkennen viele noch nicht, und erhöhte Einbautengelder werden von Verbraucherverbänden als Akzeptanzrisiko gesehen (BNE & SMI, 2024).</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Die Einführung eines sogenannten „Smart Meter Light“ wird aktuell als mögliche kostengünstigere und schneller umsetzbare Alternative zum vollwertigen Smart Meter Gateway (SMGW) diskutiert, insbesondere für freiwillige Einbaufälle bei Kunden ohne unmittelbaren Bedarf an netzdienlicher Steuerung (EPICO Klimainnovation & Guidehouse Germany, 2025). Befürworter sehen darin eine Möglichkeit, dynamische Tarife ohne die volle Komplexität und die hohen Sicherheitsanforderungen des SMGW zu ermöglichen.³⁰ Allerdings wird der Smart Meter Light-Ansatz von vielen Seiten kritisch betrachtet (FfE, 2025a; Figueroa, 2025; EWI & BET, 2025). Argumente dagegen sind, dass eine erneute Debatte über Standards den Rollout des bereits mühsam etablierten iMSys weiter verzögern würde. Zudem ist fraglich, ob ein „Smart Meter Light“ wesentlich günstiger wäre, da auch hierfür Zertifizierungsprozesse und Standardisierungen Kosten verursachen würden. Darüber hinaus besteht die Gefahr von „Stranded Investments“, etwa wenn später eine Wärmepumpe oder Wallbox installiert wird, sowie zusätzlicher Kosten durch den Aufbau paralleler Strukturen (Figueroa, 2025). Ferner würden geeignete Hebel zur Kostenreduktion und Beschleunigung</p>

³⁰ Siehe <https://simplify-smart-metering.de/>

	<p>des iMSys-Rollouts existieren, von denen Pflicht- und freiwillige Einbaufälle sowie das Gesamtsystem profitieren könnten (FfE, 2025a).</p> <p>Am 15.09.2025 stellte Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche zehn wirtschafts- und wettbewerbsfreundliche Schlüsselmaßnahmen vor, die u. a. die Flexibilisierung und Digitalisierung des Stromsystems beinhalten. Eine Maßnahme darin ist, die Verantwortung für den verpflichtenden Rollout iMSys künftig den Verteilnetzbetreibern (VNB) zu übertragen, so dass die Kosten im regulierten Anlagevermögen liegen (BMWE, 2025). Damit würden die Investitionen nicht länger über Messstellenentgelte, sondern über die Netzentgelte refinanziert. Die genauen Implikationen dieser grundlegenden Änderung (u.a. im Hinblick auf das Unbundling von Netz- und Messstellenbetrieb, Steigerung der Netzentgelte, etc.) bedürfen einer vertieften Analyse. Grundsätzlich könnten wettbewerbliche Messstellenbetreiber weiterhin zugelassen sein, aber ihre Kosten an die VNB weiterreichen. Für die VNB selbst wären Investitionen in den Rollout weitgehend risikoarm, da die Bundesnetzagentur eine sichere Refinanzierung über die Netzentgelte zulässt. Dies könnte die Investitionssicherheit erhöhen und den Rollout beschleunigen, zugleich aber den Wettbewerbseffekt verringern und damit den Effizienzdruck verringern.</p> <p>Die strukturellen Herausforderungen für kleine gMSB sind dem BMWE bekannt und sollen in der geplanten Novellierung des EnWG durch Anreize für Kooperation von gMSB adressiert werden.³¹</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Einerseits muss die Anzahl der installierten iMSys rascher wachsen. Hierfür erscheinen die folgenden Maßnahmen geeignet und wichtig.</p> <p>Ordnungsrechtliche Maßnahmen (BNE & SMI, 2024; EWI & BET, 2025, FfE, 2025a):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wirksame Pönalen für gMSB einführen, um sicherzustellen, dass die gMSB unabhängig von ihrer Größe die fristgerechte Umsetzung und ihre gesetzlichen Pflichten erfüllen. • Bei mehrmaliger Zielverfehlung ggf. Entzug der Grundzuständigkeit und regionale Ausschreibung durch Bundesnetzagentur, auf die sich gMSB oder wMSB bewerben könnten. Lose könnten mehrere gMSB umfassen, regional gruppiert sein und so insgesamt eine attraktive Größenordnung erreichen (EWI & BET, 2025). <p>Monetäre Anreize</p> <ul style="list-style-type: none"> • Finanzielle Anreize für Übererfüllung der Rolloutquoten für gMSB einführen, z.B. Boni auf den vom Netzbetreiber bezahlten Anteil der Preisobergrenzen für Messstellenbetreiber, die besonders schnell Messstellen mit Steuerungseinrichtungen ausstatten und deren Funktionsfähigkeit mit den VNB nachweisen können (EWI & BET, 2025). <p>Plattformen/Kooperationsgemeinschaften schaffen</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kooperationen von gMSB sollten regulatorisch durch gezieltere Anreizsetzung gefördert werden (EWI & BET, 2025). Auf diese Weise ließen sich die strukturellen Herausforderungen kleinerer gMSB

³¹ <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/vorerst-kein-handlungsbedarf-bei-smart-meter-rollout>

adressieren, für die u.a. die Anpassung der internen Prozesse häufig eine erhebliche Hürde darstellt (FfE, 2025a).

- Plattformen für koordinierten Einsatz von Fachkräften zur gruppierten iMSys Installation etablieren (ggf. auch netzgebietsübergreifend) (FfE, 2025a).

Zusätzliche Rollout-Quoten/Verpflichtungen:

- Ein schrittweiser Einbezug von Mehrfamilienhäusern in den Rollout erscheint sinnvoll (EWI & BET, 2025; FfE, 2025a). Dies könnte etwa ab einer bestimmten Anzahl von Wohneinheiten, beim Einbau eines Smart Meter Gateways oder im Zusammenhang mit Energy Sharing und Mieterstrom erfolgen. Dadurch ließe sich die digitale Teilhabe verbessern und die Nutzung von Flexibilitäten in Mehrfamilienhäusern erleichtern (EWI & BET, 2025; FfE, 2025a).

Standardisierung:

- Deutschlandweite Standardisierung und Harmonisierung von Prozessen, um für überregional agierende Akteure einheitliche Anforderungen und Abläufen zu etablieren beschäftigen müssen und dadurch Effizienzpotenziale sowie Synergien zu heben (EWI & BET, 2025).

Informationsbereitstellung:

- Akzeptanz von Letztverbrauchern für iMSys durch gezielte Informationsbereitstellung (Nutzen kommunizieren) verbessern und dadurch Nachfrage nach steigern.

Andererseits müssen die installierten **iMSys auch die Informations- und Steuerungsfunktionen erfüllen**, für die sie dienen sollen.

Auch diese Anforderungen sollten in den **o.g. Ansätzen des Ordnungsrechts, monetärer Anreize, Kooperationsplattformen, der Standardisierung und Information inkludiert** werden, z.B. durch

- Finanzielle Anreize für VNB und gMSB zur Sicherstellung, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie Erzeugungsanlagen mit einer Leistung über 7 kW bei Inbetriebnahme über das iMSys steuerfähig sind (EWI & BET, 2025).

Damit die über das iMSys erschlossene Flexibilität sowohl in der Netzplanung als auch in netzkritischen Situationen **netzdienlich eingesetzt** werden kann, halten EWI und BET (2025) zudem (nicht näher ausgeführte) Anpassungen an bestehenden Flexibilitätsinstrumenten erforderlich, etwa an § 9 EEG, § 14a EnWG oder Redispatch 2.0. Es geht dabei insbesondere um die Bereitstellung von Netzzustandsdaten und die Steuerbarkeit für die Verteilnetze.

Tabelle 8-11: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für die weitere Beschleunigung des Smart Meter Rollouts

8.2 Spezifische Rahmenbedingungen für alternative Flexibilitätsoptionen

Was ist ggf. nötig, um alternative Flexibilitätsoptionen regulatorisch überhaupt zu ermöglichen, welche Anreizstrukturen müssen geschaffen werden für welche Einsatzzwecke flexiblen Betriebs? Wie müssen die heutigen Rahmenbedingungen entsprechend weiterentwickelt werden? Diese Fragen werden hier jeweils für die in Kapitel 3.2 untersuchten alternativen Flexibilitätsoptionen analysiert. Für H₂-(ready) Backup-Kraftwerke wird der geplante Kapazitätsmarkt als das wesentliche Instrument angesehen und in Kapitel 8.1 analysiert.

Der politische Rahmen, mit dem insgesamt die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff gesichert werden kann, konnte im Rahmen dieses Gutachtens nur soweit analysiert werden, wie er im Zusammenhang mit dem Zubau von flexiblen Elektrolyseuren in Deutschland steht.

Die politischen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden hier nur für die flexible Nutzung von Biomasse und Geothermie analysiert. Der Ausbau von Photovoltaik und Wind wird entscheidend sein für das treibhausgasneutrale Strom- und Energiesystem der Zukunft. Er verursacht einerseits den Bedarf an Flexibilitätsoptionen, trägt aber andererseits auch selbst in Zeiten von ‚Dunkelflauten‘ zur Deckung der Last bei. Die grundlegenden Politikinstrumente sind hierfür auch EU-seitig festgelegt: eine Förderung durch zweiseitige Differenzverträge und die Entwicklung des Markts für Power Purchasing Agreements und andere Geschäftsmodelle ohne Förderung.

Die Aufgabe von Instrumenten zur Förderung alternativer Flexibilitätsoptionen liegt zuerst darin, diese überhaupt verfügbar zu machen, d.h. die erforderlichen Investitionen zu ermöglichen und zu fördern. Viele der im Folgenden vorgeschlagenen Instrumente zielen hierauf. Zudem sollte der Zubau räumlich gesteuert werden, v.a. für Groß-Speicher und Elektrolyseure (EWI&BET, 2025, Kapitel 6.1), aber auch für PtH und die Speicherung in Wärmenetzen und für die flexible Nutzung von Biogasanlagen und Geothermie. Dies konnte hier nicht systematisch analysiert werden, aber manche Instrumente wirken in diese Richtung oder können entsprechend gestaltet werden.

Die zweite Aufgabe ist dann, den Einsatz der Flexibilitätsoptionen netz- und marktdienlich zu steuern. Beim Einsatz lassen sich vier Wirkungsbereiche unterscheiden (EWI&BET, 2025, Kapitel 6.2):

1. Kurativ-netzdienlich: hier geht um korrigierende Eingriffe in einer netzkritischen Situation, wie z.B. das Dimmen von Wallboxen und Wärmepumpen auf Basis von §14a EnWG
2. Präventiv-netzdienlich: hier sollen netzkritische Situationen vorausschauend durch angeordnete Änderungen vermieden werden, z.B. durch den Redispatch
3. Freiwillig-netzdienlich: hier werden Anreize eingesetzt, insbesondere zeitvariable oder dynamische Netzentgelte, um die gewünschte Wirkung zu erreichen
4. Marktdienlich: auch hier werden Anreize gesetzt, z.B. durch dynamische Preise.

Die Eingriffsintensität nimmt von marktdienlich zu kurativ-netzdienlich zu, die Einsatzdauer ist dagegen umgekehrt bei kurativ-netzdienlichen Instrumente am kürzesten, bei marktdienlichen unbegrenzt.

EWI&BET (2025) entwickeln als Ziel für die Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen den folgenden Vorschlag: „Ein konsistenter Rahmen könnte die Instrumente so ausgestalten, dass jede dieser Klassen (*Bem.: große/kleine Verbraucher; große/kleine Erzeuger*) in allen relevanten Wirkungsbereichen (*Bem.: kurativ/präventiv/freiwillig netzdienlich, marktdienlich*) adressiert wird“. Mit den nachfolgend entwickelten spezifischen Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens streben wir danach, diesem Ziel nahezukommen.

8.2.1 Gezielte Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Versorgungsseite

In Kapitel 3.2 wurde festgestellt, dass grundsätzlich angenommen werden kann, dass Energieeffizienz auf der Nachfrageseite die Last zu jeder Tageszeit zu gleichen Prozentzahlen reduziert. Das betrifft also auch Spitzen der Residuallast, insbesondere in Zeiten der ‚Dunkelflaute‘. Eine gezielte Verringerung von Lastspitzen oder Lastverlagerung, auch für Regelleistung, Frequenz- und Spannungshaltung wird der nächsten Flexibilitätsoption, nämlich Demand Response, zugeordnet. Jedoch kann auch die gezielte Förderung von **Energieeffizienzpotenzialen, deren Lastprofil zu höheren Einsparungen während der üblichen Spitzenzeiten der Residuallast führt** (derzeit zwischen ca. 18 und 22 Uhr mit hohen Strompreisen, aber auch morgens und manchmal nachts), eine Flexibilitätsoption für die gezielte Verringerung dieser Lastspitzen sein. Energieanwendungen, die dafür besonders geeignet sind, werden in Kapitel 3.2 aufgeführt. Anders als im Koalitionsvertrag für die aktuelle Bundesregierung suggeriert wird, behindert somit zumindest gezielte Energieeffizienz nicht die Flexibilität des Stromverbrauchs, sondern stützt sie sogar deutlich.

Die Verringerung von Netzverlusten in Leitungen und Transformatoren reduziert die Last in den vorgelagerten Netzebenen und sollte daher ebenfalls gefördert werden.

Auch dezentrale KWK, z.B. aus bestehenden, überbauten Biogasanlagen (s.u.) oder Geothermie (s.u.), erhöht die Energieeffizienz des Stromsystems und verringert die Last in den vorgelagerten Netzebenen, wenn sie zu Zeiten hoher Residuallast eingesetzt wird. Die Wirkung ist dabei regional differenziert zu betrachten. Politikinstrumente für diese beiden Flexibilitätsoptionen werden weiter unten analysiert.

In Tabelle 8-4 werden daher Instrumente für die Förderung der Energieeffizienz auf der Nachfrageseite zur Stromeinsparung allgemein und gezielt für die Stromeinsparung zur Verringerung von Spitzen der Residuallast sowie der Verringerung von Netzverlusten analysiert.

Fragestellung	Analyseergebnis für gezielte Energieeffizienz
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Für die Energieeffizienz auf der Nachfrageseite allgemein besteht eine partiell wirksame Kombination aus Instrumenten des Förderns (z.B. Bundesförderung effiziente Gebäude, BEG; Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft), Forderns (z.B. energetische Anforderungen im Gebäudeenergiegesetz und den EU-Ökodesign-Verordnungen) und Informierens (z.B. Gebäudeenergieausweise, EU-Energielabel, Energieberatung).</p> <p>Es gibt dabei bisher keine gezielte Adressierung von Potenzialen für die Stromeinsparung zur Verringerung von Spitzen der Residuallast.</p> <p>In der Praxis der Anreizregulierung für die Stromnetze gibt es negative Anreize zur Verringerung von Netzverlusten, weil erstens gezielte höhere Investitionen z.B. in effizientere Transformatoren nicht spezifisch anerkannt werden und zweitens die Verlustenergie grundsätzlich nach §11 Absatz 5 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und Festlegung der Bundesnetzagentur als volatiler Kostenanteil anerkannt ist – er darf in den Netzentgelten weitergegeben werden. Das Gleiche gilt für die Verlustenergie der vorgelagerten Netzebenen, die nach §11 Absatz 1 Nr. 4 sogar zu einem dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil gehört.</p>
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Nach unserer Einschätzung besteht hier kein Bedarf. Für die Verringerung von Netzverlusten muss zwar die ARegV geändert werden, aber mit dem Ziel besserer Anreizstrukturen, s. nächste Zeile.</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Um die Energieeffizienz auf der Nachfrageseite allgemein besser zu nutzen, muss der bestehende politische Rahmen gestärkt werden.</p> <p>Dabei sollte eine Priorität auf die gezielte Förderung von Energieeffizienzpotenzialen, deren Lastprofil zu höheren Einsparungen während der üblichen Spitzenzeiten der Residuallast führt, gelegt werden.</p> <p>In der ARegV und der Regulierungspraxis der BNetzA ist es erforderlich, die o.g. negativen Anreize zur Verringerung von Netzverlusten in positive Anreize umzukehren.</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Bestrebungen der Bundesregierung, die Instrumente der Energieeffizienzpolitik zu stärken, sind uns nicht bekannt. Zwar müssen die Novellen der EU-Energieeffizienz- und der EU-Gebäuderichtlinie umgesetzt werden, jedoch plant die Bundesregierung laut Koalitionsvertrag nicht über EU-Recht hinauszugehen bzw. Spielräume zu nutzen – es könnte sein, dass Spielräume zu Abschwächung gemeint sind. Zugleich sollen die Mittel für die Gebäudförderung im Haushalt 2026 um ca. 20% reduziert und das „Heizungsgesetz“ abgeschafft werden. Alles dies lässt eher eine Abschwächung als eine Stärkung der Energieeffizienzpolitik erwarten.</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Um insbesondere die Rate der energetischen Gebäudesanierung endlich zu verdoppeln, müsste der Fördersatz der BEG zumindest in den nächsten Jahren um etwa 20% erhöht werden. Die BEW sollte langfristig fortgeführt, und die Mittel sollten auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr erhöht werden. Zudem müsste die praktische Unterstützung für die privaten Gebäudeeigentümer*innen – sowohl selbstnutzend als auch vermietend – durch ein Netzwerk von Anlaufstellen (One-Stop-Shops) und durch ein energetisches Quartiersmanagement deutlich verstärkt werden (für diese und weitere Maßnahmen vgl. z.B. Thomas et al., 2024b; Thomas et al., 2025). Ähnliches gilt für Stromeffizienz in der Wirtschaft.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für gezielte Energieeffizienz
	<p>Dabei sollten die Politikinstrumente gezielt für die Energieeffizienzpotenziale gestärkt werden, deren Lastprofil zu höheren Einsparungen während der üblichen Spitzenzeiten der Residuallast führt. Neben der energetischen Gebäudesanierung sind dies u.a. die Beleuchtung im tertiären Sektor und Stromeinsparungen bei bestimmten Anwendungen in Industriebetrieben.</p> <p>Um die negativen Anreize zur Verringerung von Netzverlusten in positive Anreize für die Verteilnetzbetreiber umzukehren, schlug Irrek (2007) vor, die Verlustenergie als Parameter in den Effizienzvergleich nach §13 ARegV einzubeziehen. Unter mehreren geprüften Optionen erscheint dies als bester Kompromiss aus Anreizwirkung und möglichst geringem Regulierungsaufwand.</p>

Tabelle 8-4: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für gezielte Energieeffizienz als Flexibilitätsoption

8.2.2 Demand Response

In Kapitel 3.2 wurden Potenziale für Demand Response mit Fokus auf Industrie und Gewerbe analysiert. Flexibilität in Gebäuden mit Wärmepumpen sowie in Wärmenetzen werden unten separat behandelt. Hier sollen somit vor allem die politischen Rahmenbedingungen für Demand Response in der Industrie und im Gewerbe analysiert werden.

Voraussetzung für die Nutzung von Demand Response als Flexibilitätsoption sind grundsätzlich eine Messung der Last in Intervallen von 15 Minuten oder weniger, intelligente Zähler, die einerseits die Daten zur Steuerung übertragen und andererseits zur Steuerung genutzt werden können, und entsprechende Preissignale. Auch der Abbau von negativen Anreizen, wie sie derzeit durch höhere Netzentgelte bei höherer individueller Last oder in der energieintensiven Industrie durch die Rabatte insbesondere bei Bandlastbezug nach §19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) existieren, ist erforderlich.

Fragestellung	Analyseergebnis für Demand Response
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Messung der Last als Voraussetzung: Seit Jahrzehnten gibt es in Deutschland eine registrierende Leistungsmessung für Anschlussstellen mit mehr als 100.000 kWh Stromverbrauch pro Jahr (§12 der Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV).</p> <p>Für die bestehenden Instrumente zum Smart-Meter-Rollout sei auf Kapitel 8.1.3 verwiesen.</p> <p>Einen Beitrag leistet Demand Response im Industriesektor bereits zum Regelreservemarkt (vgl. Kapitel 3.2).</p> <p>Seit dem 1.1.2025 sind Stromanbieter in Deutschland durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende verpflichtet, ihren Kund*innen dynamische Strompreise anzubieten, sofern diese über Smart Meter verfügen.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Demand Response
	<p>Nach §14a EnWG müssen seit 1.1.2025 Eigentümer*innen von Wärmepumpen und nicht öffentlichen Elektroauto-Ladepunkten das Recht des Verteilnetzbetreibers hinnehmen, die Summenlast der beiden Anwendungen zu begrenzen, falls sonst eine Überlastung des (Unter-)Verteilnetzes auftreten würde. Im Gegenzug können die Anschlussnehmenden Rabatte oder ein zeitvariables Netzentgelt erhalten. Letzteres setzt zusätzliche Anreize für flexibles Nutzungsverhalten.</p> <p>Für Prosumer mit eigener PV-Anlage bietet die Selbstnutzung des PV-Stroms Anreize, Stromanwendungen verstärkt tagsüber laufen zu lassen, wenn die Sonne scheint.</p> <p>Die Rabatte bei Bandlastbezug nach §19 Abs. 2 der StromNEV setzen dagegen negative Anreize gegenüber Demand Response. Dieses sogenannte Bandlastprivileg belohnt energieintensive Unternehmen für einen hohen, konstanten Elektrizitätseinsatz mit Netzentgelttrabatten von 80 bis 90 Prozent. Bei Anlagen, die unter diese Regelung fallen, kann es durch Lasterhöhung oder Lastreduktion auch dazu kommen, dass die Netzentgeltreduktion nicht mehr gewährt wird, weil die hierfür erforderlichen Vollbenutzungsstunden durch die Nutzung von Lastmanagement nicht mehr erreicht werden. Es handelt sich hier um eine Entlastung, die für das Jahr 2025 immerhin auf rund 1,4 Milliarden Euro geschätzt wurde (50Hertz et al., 2024) und über die sogenannte §19 StromNEV-Umlage von den übrigen Stromkund*innen zu tragen ist. Sie lag im Jahr 2024 bei 0,643 ct/kWh. Seit 2025 ist sie Teil der Umlage für besondere Netznutzung.</p> <p>Vergangenheit ist eine weitere Regelung: Zusätzlich zum Regelreservemarkt erhielten die ÜNB mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 28.12.2012 Zugriff auf steuerbare Leistung aus großen Industriebetrieben. Bis zu zweimal 1.500 MW („sofort“ – in 1 Sekunde – und „schnell“ – in 15 Minuten – schaltbare Lasten) in Blöcken von mindestens 50 MW wurden jeweils monatlich ausgeschrieben. Die Kosten wurden über eine Umlage von meist unter 0,01 ct/kWh den Strompreisen aufgeschlagen. Diese Verordnung lief 2022 ersatzlos aus.</p>
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Für die Teilnahme im Regelreservemarkt und Großhandelsmarkt ist bei den Netzentgelten eine Regelung dafür erforderlich, dass den Marktteilnehmern keine Nachteile in Bezug auf wegfallende Netzentgeltreduktionen (im Fall der Lastreduktion) oder höhere Netzentgelte durch Netzspitzen (bei Lasterhöhung) entstehen.</p> <p>Der Rollout für die Smart Meter müsste zudem weiter beschleunigt werden (s.u.)</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Um Demand Response stärker zu nutzen, muss der politische Rahmen bessere Anreize setzen und negative Anreize wie durch die Leistungspreise in den Netzentgelten abbauen. Auch die Regelungen von § 19 StromNEV zum Bandlastbezug sind dringend reformbedürftig, damit der o.g. negative Anreiz entfällt.</p> <p>Die Marktdurchdringung mit dynamischen Strompreisen und zeitvariablen Netzentgelten sollte ebenfalls deutlich beschleunigt werden.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Demand Response
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Aufgrund des nach wie vor schleppenden Smart-Meter-Rollouts gibt es immer wieder Diskussionen zur Nutzung von 'Smart Meter light'-Systemen, s.u.</p> <p>Aufgrund der letzten Novelle der EU-Strommarkttrichtlinie sind die Rahmenbedingungen für Energiegemeinschaften und Energy Sharing zeitnah zu verbessern. Diese werden oft auch als Möglichkeit zu flexiblerer Stromnutzung und Entlastung der Verteilnetze diskutiert. Jedoch ist auch dafür eine Voraussetzung, dass jede teilnehmende Abnahmestelle mit einem Smart Meter ausgestattet ist.</p> <p>Im Mai 2025 legte die BNetzA ein Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes; BNetzA, 2025a) vor. Darin diskutiert sie einerseits die Möglichkeiten der Einführung zeitvariabler oder dynamischer Netzentgelte, die für Demand Response tendenziell förderlich wären. Andererseits werden auch Ansätze wie eine Umstellung von Leistungs- auf Kapazitätspreise oder (erhöhte) Grundpreise analysiert. Letztere würden beispielsweise Prosumer stärker an den Netzkosten beteiligen, aber die Anreize für Demand Response und die Energieeffizienz eher schwächen.</p> <p>Das Problem der negativen Anreize durch die Rabatte bei Bandlastbezug gemäß § 19 StromNEV ist seitens der BNetzA erkannt. Bereits Mitte 2024 bekundete sie ihre Absicht, diese Bestimmung zeitnah zu novellieren. Ein erster Vorschlag der Behörde von Anfang 2025 sah vor, mit variablen Netzentgelten eine flexible Stromabnahme der Industrie attraktiver zu machen. Das bisherige Bandlastprivileg sollte durch ein neues Sondernetzentgelt ersetzt werden, das systemdienliche Anreize für den Stromverbrauch setzt und mit dynamischen Preissignalen am Strommarkt flankiert wird. Jedoch gab es starke Proteste seitens der betroffenen Industriezweige gegen diese Reform. Mittlerweile hat die BNetzA einen überarbeiteten Vorschlag vorgelegt.</p> <p>Weitere konkrete Planungen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen sind uns nicht bekannt.</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Empfehlungen zur Beschleunigung des Rollouts für die Smart Meter werden in Kapitel 8.1.3 vorgestellt.</p> <p>Für die Teilnahme im Regelreservemarkt ist von den Empfehlungen in Langrock et al. (2015) eine der wichtigsten nicht umgesetzt, nämlich dass den Marktteilnehmern keine Nachteile in Bezug auf wegfallende Netzentgeltreduktionen (im Fall der Lastreduktion) oder höhere Strompreise und Netzentgelte durch Lastspitzen (bei Lasterhöhung) entstehen dürfen. Entsprechende Regelungen habe es in der Vergangenheit bereits gegeben.</p> <p>Beide Nachteile würden entfallen, wenn die Strompreise und Netzentgelte entweder generell zeitvariabel gestaltet würden, mit einem fixen Grundpreis oder einem Leistungspreis auf Basis der Anschlussleistung, oder wenn – als zweitbeste Lösung – der Leistungspreis auf Basis der Leistungsabnahme zum Zeitpunkt der fossilen Residuallast im Netz anstelle der individuell höchsten Bezugslast festgelegt würde. Jedoch müsste dann wiederum eine Ausnahmeregelung für Bezugsspitzen durch Bereitstellung von Regelreserve geschaffen werden.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Demand Response
	<p>Diese Reform der Netzentgelte ist auch die wichtigste Empfehlung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Teilnahme von Demand Response am Day-ahead- und Intradayhandel.</p> <p>Andererseits darf der Abruf von Lasterhöhungen aus regelbaren Lasten auch nicht zu unzulässigen Netzbelastungen führen.</p> <p>Von den produktspezifischen Empfehlungen zum Regelreservemarkt aus dem Gutachten (Langrock et al., 2015) ist nur die Verkürzung der Produktzeitscheiben von 4 Stunden auf 1 Stunde bei mFRR nicht umgesetzt.</p> <p>Die Marktdurchdringung dynamischer Preise bei kleineren Unternehmen (unter 100 kW) hängt an derjenigen der Smart Meter. Sinnvoll wäre zudem eine Verpflichtung zur Bestabrechnung: Wenn der statische Preis zu einer niedrigeren Jahresrechnung geführt hätte, gilt dieser. Damit würde auch der Unterschied zwischen dynamischen und statischen Preisen in den Jahreskosten transparent. So würde ein wesentliches Hemmnis, nämlich die Unsicherheit, ob der dynamische Preis letztlich kostengünstiger ist, überwunden.</p> <p>Das Gleiche gilt sinngemäß auch für zeitvariable Netzentgelte.</p> <p>Das ‚Bandlastprivileg‘ von §19 StromNEV sollte abgeschafft werden, ebenso die ‚atypische Netznutzung‘, die im selben Paragraphen geregelt ist. Für diejenigen Unternehmen, die aktuell von den Netzentgeltrabatten für kontinuierlichen Strombezug oder in der Nacht bzw. am Wochenende profitieren und den Rabatt aus Wettbewerbsgründen wirklich benötigen, sollte eine Kompensation auf anderem Wege geschaffen werden.</p> <p>Insgesamt halten EWI & BET (2025, S. 190) es für notwendig, klare Anforderungen an einen netzdienlichen Betrieb festzulegen und technische Voraussetzungen der Steuer- und Prognosefähigkeit der Prozesse, der Datenschnittstellen und der sicheren Datenkommunikation sicherzustellen.</p> <p>Flexibilität könnte zudem durch Einbindung in die Förderprogramme des Bundes (EEW) zugleich gefordert und gefördert werden (EPICO&Guidehouse, 2025).</p>

Tabelle 8-5: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für Demand Response als Flexibilitätsoption

8.2.3 Verbraucher*innennahe Flexibilitäten

Anders als in Kapitel 3.2 fassen wir hier die haushalts- bzw. kund*innennahen Speicher – also batterieelektrische Fahrzeuge und Heimspeicher – sowie die flexible Nutzung individueller Wärmepumpen zusammen. Dagegen werden Großbatteriespeicher separat behandelt, s.u.

Verbraucher*innennahe Flexibilitäten, etwa das flexible Laden von Elektrofahrzeugen (inklusive Vehicle-to-Grid, V2G), Heimspeicher oder der flexible Betrieb von Wärmepumpen (z. B. Pufferspeicher und Pufferung im Gebäude), zeichnen sich dadurch aus, dass ihr Strombedarf kurzfristig angepasst und am Bedarf von Markt und Netz ausgerichtet werden

kann (EWI & BET, 2025). Insgesamt bieten sie ein erhebliches Flexibilitätspotenzial, das zur Integration erneuerbarer Energien beiträgt, Abregelungen reduziert, die Netzstabilität unterstützt und die maximale Residuallast reduziert (vgl. Kapitel 3.2).

Damit Haushalte und andere Stromverbraucher*innen diese Flexibilität bereitstellen, sind ökonomische Anreize insbesondere in Form von dynamischen Stromtarifen und variablen Netzentgelten erforderlich. Deren Einführung sowie der Rollout von Smart Metern sind zentrale Voraussetzungen für die systematische Nutzung dieser Flexibilitätspotenziale.

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
Heutiger politischer Rahmen	<p>Regulatorische Rahmenbedingungen</p> <p><i>Zeitvariable Stromtarife (§ 41a EnWG ab 1.1.2025):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Stromlieferanten müssen Haushalten mit intelligenten Messsystemen mindestens einen zeitvariablen Stromtarif anbieten (dynamisch oder tageszeitabhängig). Verbraucher*innen können dadurch ihren Stromverbrauch in Zeiten niedriger Preise und Residuallast bzw. hoher erneuerbarer Einspeisung verschieben. Heimspeicher und V2G ermöglichen zusätzlich die Einspeisung von Strom in Spitzen der Residuallast und schaffen so weitere ökonomische Anreize. • Voraussetzung für eine flächendeckende Nutzung: breiter Rollout intelligenter Messsysteme bis 2030 (Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende; vgl. Kap. 4.2). <p><i>Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG³² ab 1.1.2024):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Netzbetreiber dürfen bei lokaler Überlastung die Leistung von Wallboxen und Wärmepumpen (ggf. beide zusammen) vorübergehend auf 4,2 kW begrenzen. • Gilt für neu installierte Anlagen >4,2 kW; ältere Anlagen können freiwillig teilnehmen. • Betreiber erhalten als Gegenleistung garantierten Netzanschluss sowie eine Netzentgeltreduzierung, wobei zwischen drei Modulen gewählt werden kann:³³ <ul style="list-style-type: none"> ○ Modul 1: Pauschalrabatt auf Netzentgelte ○ Modul 2: Reduktion des Netzentgelts auf 40 % und Entfall des Grundpreises; geeignet für hohe Lasten wie Wärmepumpen ○ Modul 3 (ab 1.4.2025): zeitvariable Netzentgelte in drei Zeitfenstern zuzüglich Pauschalrabatt aus Modul 1; Voraussetzung: intelligentes Messsystem <p>Netzentgeltbefreiung für bidirektionales Laden im Energiewirtschaftsgesetz: Mit der kürzlich vom Bundestag verabschiedeten Novelle wurde die doppelte Netzentgeltbelastung, die bidirektionales Laden (V2G) bislang finanziell unattraktiv machte, abgeschafft. Bisher zahlten Nutzer*innen beim Laden ihrer Fahrzeugbatterie Netzentgelte, erhielten diese jedoch bei einer Rückspeisung nicht zurück. Durch die Novelle wird zurückgespeicherter Strom aus Elektrofahrzeugen nun wie Speicherstrom</p>

³² https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/

³³ <https://www.finanztip.de/stromtarife/steuerbare-verbrauchseinrichtungen-14a-enwg/>

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
	<p>behandelt, ähnlich wie bei Pumpspeicherkraftwerken oder stationären Großspeichern.</p> <p>Stromsteuergesetz (StromStG): Die Steuerpflicht entsteht bei der Entnahme von Strom aus dem Netz. Eigenverbrauch von selbst erzeugtem PV-Strom bleibt steuerfrei, auch wenn er zuvor in einem Heimspeicher zwischengespeichert wurde. Für neuartige Speicher- und Ladeanwendungen wie bidirektionales Laden (Vehicle-to-Home/-Business) existieren keine eindeutigen Regelungen. Dies führt zu Rechtsunsicherheit, da unklar ist, ob bei Rückspeisung ins Hausnetz eine erneute Steuerpflicht entstehen könnte.</p> <p>Finanzielle Förderung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpen: Förderung des Einbaus wird im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude – BEG-Einzelmaßnahmen (KfW Programm 458) sowie durch die KfW Programme 297/298 – Klimafreundlicher Neubau gefördert, die Zusatzkosten für die Steuerung aber nicht. • Heimspeicher: zinsgünstige Kredite für PV-Anlage und Speicher im Rahmen des KfW-Programm 270 „Erneuerbare Energien – Standard“, keine Förderung der Zusatzkosten für die Steuerung. • Elektrofahrzeuge und private Ladestationen: keine Förderung der Zusatzkosten für die Steuerung. <p>Für Prosumer mit eigener PV-Anlage bietet die Selbstnutzung des PV-Stroms Anreize, Wärmepumpen verstärkt tagsüber laufen zu lassen und Batteriefahrzeuge tagsüber zu laden, wenn die Sonne scheint.</p>
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Stromsteuergesetz (StromStG): Rechtsunsicherheit über mögliche Steuerpflicht bei Rückspeisung ins Hausnetz; geplante Novelle des Stromsteuergesetzes soll diese Unsicherheiten beseitigen und eine einheitliche, technologieoffene Behandlung von Speichern sicherstellen (vgl. aktuelle Planungen und Diskussionen).</p> <p>Flexibilitätpotenziale von Stromspeichern und Ladepunkten werden in der Praxis nur eingeschränkt genutzt, da in Konstellationen einer EE-Anlage mit Stromspeicher derzeit ausschließlich die „Ausschließlichkeitsoption“ nach § 19 Abs. 3a EEG zur Verfügung steht. Diese erlaubt Förderzahlungen für die Netzeinspeisung aus dem EE-Stromspeicher nur unter engen Voraussetzungen: Es darf ausschließlich EE-Strom zwischengespeichert werden. Jeder Bezug von Netzstrom für die Speicherung macht die Einspeisung förderunfähig. Gleichzeitig schließt die Ausschließlichkeitsoption eine Umlagesaldierung aus, da hierfür die Speicherung von Netzstrombezug erforderlich wäre (§ 21 EnFG). Ladepunkte können in dieser Option grundsätzlich nicht zur Zwischenspeicherung genutzt werden. Um dieses Hemmnis zu adressieren, wurde die MiSpeL-Festlegung erarbeitet und am 18. September 2025 zur Konsultation gestellt (siehe unten).³⁴</p> <p>Übergreifende Rahmenbedingungen: Der unzureichende Smart Meter Rollout, mangelnde Kenntnisse der Endverbraucher*innen über dynamische Tarife sowie</p>

34

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
	Unsicherheiten bezüglich Einsparpotenzialen und möglicher Risiken bremsen derzeit den Hochlauf dynamischer Tarifmodelle (EPICO Klimainnovation und Guidehouse Germany, 2025).
Bedarf an besseren Anreizstrukturen?	<p>Dynamische Netzentgelte: Die bereits eingeführten zeitvariablen Netzentgelte sind bislang nur begrenzt räumlich und zeitlich differenziert und gelten derzeit ausschließlich für Verbraucher*innen, die unter § 14a EnWG fallende steuerbare Anlagen betreiben. Sie spiegeln die tatsächliche Netzbelastung und Engpasssituation daher nur eingeschränkt wider. Insbesondere werden lokale Netzengpässe und kurzfristige Lastspitzen kaum abgebildet, sodass die netzdienlichen Signale für Verbraucher wenig genau sind und eine effiziente Steuerung von Verbrauch und Einspeisung erschwert wird (Epico & Guidehouse, 2025).</p> <p>Verteilnetzbetreiber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nutzen von haushaltsnahen Flexibilitäten systematisch in Netzplanung und -betrieb einbeziehen und Netze nicht mehr ausschließlich auf Spitzenlasten auslegen, z.B. durch Weiterentwicklung der Netzausbaupläne, Umsetzung des Prinzips „Netzoptimierung vor Flexibilität, vor Verstärkung, vor Ausbau“ (NOXVA) und Nutzung digitaler Werkzeuge wie „Digitaler Zwillinge“ (EWI & BET, 2025). • Weiterentwicklung der IT-Strukturen und Prozesse, um die Steuerung und Nutzung von Flexibilitäten in der Niederspannung automatisiert und zuverlässig zu ermöglichen (EWI & BET, 2025).
Aktuelle Planungen und Diskussionen	<p>Geplante Novelle des Stromsteuergesetzes:³⁵</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die Novelle sieht eine einheitliche und technologieoffene steuerliche Behandlung von Stromspeichern vor, um eine doppelte steuerliche Belastung zu vermeiden. Batteriespeicher in Häusern und Elektrofahrzeugen werden unabhängig von der Speicherart gleichbehandelt. Die Steuerpflicht entsteht erst bei der Entnahme von Strom, die bloße Speicherung löst keine Steuer aus. Dies ist insbesondere für Heimspeicher und das bidirektionale Laden im Rahmen von Vehicle-to-Home relevant. Strom aus eigener PV-Erzeugung bleibt nach § 9 StromStG auch nach der Zwischenspeicherung steuerfrei.³⁶ • Die Letztverbraucherfiktion greift künftig auch bei Steuerbefreiungen nach § 9 StromStG. Strom aus vor Ort erzeugter Photovoltaik, der an Ladepunkte geliefert wird, gilt steuerlich als Endverbraucherstrom. Nutzer von Elektrofahrzeugen werden beim bidirektionalen Laden nicht als Versorger behandelt, sodass keine Stromsteuer anfällt. Rückgespeicher Strom, der am Ort des Ladepunkts verbraucht wird, bleibt steuerfrei, insbesondere im Rahmen von Vehicle-to-Home- oder Vehicle-to-Business-Modellen.³⁷

35

https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Gesetzestexte/Gesetze_Gesetzesvorhaben/Abteilungen/Abteilung_III/21_Legislaturperiode/2025-07-23-Energie-StromStG/1-Referentenentwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=3

36 <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/wo-das-finanzministerium-bei-der-energiesteuerreform-nachbessern-soll>37 <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/monitoring/neuer-anlauf-fuer-die-strom-und-energiesteuerrechtsreform>

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
	<p>Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL): Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, auf Grundlage von § 85d EEG und § 62 Abs. 2 Nr. 1 EnFG, künftig zwei neue Optionen zu eröffnen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Abgrenzungsoption: Präzise und rechtsichere Bestimmung der jeweiligen Strommengen für die Marktprämienzahlungen und Umlageprivilegien auf Basis einer Verrechnung und anteiligen Zuordnung von viertelstündlich erfassten Strommengen nach mathematisch eindeutigen Rechenformeln. • Pauschaloption: Ein Teil der eingespeisten Strommengen wird unter bestimmten Rahmenbedingungen pauschal als „förderfähig“ bzw. „saldierungsfähig“ ausgewiesen. Dadurch ist nur ein minimaler Messaufwand nötig, um Solarerzeugung, Speicher und Ladepunkte flexibel am Markt unter Wahrung der grünen Eigenschaften zu nutzen. <p>Mit der neuen Festlegung sollen Betreiber trotz durchmischter Strommengen aus selbst erzeugtem Strom und Netzstrom eine Förderung für ins Netz eingespeisten grünen Strom erhalten und geringere Umlagen für rückgespeisten Netzstrom bezahlen.³⁸ Dadurch soll die marktliche Optimierung des Netzbezugs, der Netzeinspeisung und des Eigenverbrauchs ermöglicht werden, wobei sowohl die EEG-Förderung (per Direktvermarktung mit Marktprämie) als auch die Umlagesaldierung anteilig erhalten bleiben sollen. Die beiden Optionen ermöglichen die anteilige Förderfähigkeit erstmalig auch für Ladepunkte, die damit Stromspeichern gleichgestellt werden. Die Eckpunkte zur MiSpeL-Festlegung wurden am 18. September 2025 zur Konsultation veröffentlicht.³⁹</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Ökonomische Anreizsetzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einführung dynamischer Stromtarife und soziale Absicherung: Flexible Stromtarife sollen gezielt marktdienliches Verhalten von Verbraucher*innen anreizen, d.h. Verschiebung der Stromnutzung in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung bzw. niedriger Großhandelspreise sowie Verbrauchsreduktion in Phasen hoher Börsenstrompreise. Gleichzeitig besteht jedoch das Risiko, dass in Ausnahmesituationen stark steigende Großhandelspreise unmittelbar auf die Endkunden durchschlagen. Dies kann zu erheblichen Mehrbelastungen führen und soziale Folgen haben. Daher sind ergänzende Schutzmechanismen erforderlich, wie Tarifmodelle mit Absicherungen gegen extreme Preisspitzen (Neon, 2024). • Sinnvoll wäre daher eine Verpflichtung zur Bestabrechnung: Wenn der statische Preis zu einer niedrigeren Jahresrechnung geführt hätte, gilt dieser. Damit würde auch der Unterschied zwischen dynamischen und statischen Preisen in den Jahreskosten transparent. So würde ein wesentliches Hemmnis, nämlich die Unsicherheit, ob der dynamische Preis letztlich kostengünstiger ist, überwunden. • Das Gleiche gilt sinngemäß auch für zeitvariable Netzentgelte. • Einführung dynamischer, zeitlich und räumlich differenzierter Netzentgelte, die die aktuelle Netzsituation möglichst genau abbilden und dadurch gezielt netzdienliches Verhalten fördern. Anstelle statischer Zeitfenster, die auf

³⁸ <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/netzagentur-will-stromspeichernutzung-ermoeglichen>

³⁹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
	<p>typischen Tagesprofilen und größeren Regionen basieren, sollte schrittweise auf Netzentgelte umgestellt werden, die lokal differenziert und auf Vortagesprognosen beruhen (Agora Energiewende & FfE, 2023). So lassen sich präzisere Anreize für Verbrauch und Einspeisung setzen und eine effizientere Netzauslastung erreichen (vgl. Agora Energiewende & RAP, 2025; Weidlich et al., 2025).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zur besseren Integration verbraucher*innennaher Flexibilitäten sollte geprüft werden, dynamische Netzentgelte mit einem Leistungskomponenten-Modell zu kombinieren.⁴⁰ Dabei würden sich die Netzentgelte nicht nur nach der verbrauchten Energiemenge, sondern auch nach der abgerufenen Leistung zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast richten. Das Modell unterscheidet zwischen einer unbedingten Leistungskomponente, die den Verbraucher*innen als garantierte Mindestleistung jederzeit zur Verfügung steht, und einer bedingten Leistungskomponente, die zusätzliche Anschlussleistung bereitstellt, jedoch bei Netzengpässen temporär reduziert werden kann. So erhalten Verbraucher*innen klare Preissignale, die Netznutzung wird flexibler steuerbar, und Netzplanung sowie Netzausbau können zielgenauer am tatsächlichen Bedarf ausgerichtet werden (EWI & BET, 2025). <p>Investitionsförderung für haushaltsnahe Flexibilitäten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Finanzierungsinstrumente für Haushalte mit geringen und mittleren Einkommen entwickeln und einführen, wie z.B. Social Leasing für Elektrofahrzeuge und Social Contracting für Wärmepumpen (DENEFF EDL_Hub, 2025)⁴¹, jeweils mit den entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten für flexible Nutzung. • Einkommensgestaffelte Förderung stärken (Zukunft KlimaSozial, 2025), damit haushaltsnahe Flexibilitäten auch verstärkt von Haushalten mit geringen und mittleren Einkommen genutzt werden. • Förderung von Heimspeichern mit begleitenden Anreizen für einen systemdienlichen Betrieb kombinieren (vgl. Neon, 2024). • Praktische Unterstützung durch One-Stop-Shops. <p>Bundesnetzagentur:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fahrplan zur flächendeckenden Einführung dynamischer Netzentgelte erstellen; Anreize für Verteilnetzbetreiber zur Einführung dynamischer Netzentgelte mit dynamischen Zeitfenstern in 2027 schaffen; Steuerbarkeit der Anlagen sicherstellen, verursachergerechte Kostenverteilung und keine Benachteiligung von Haushalten ohne Flexibilitätspotenzial (Agora Energiewende und FfE, 2023). • Die Anwendung des Energy-Efficiency-First-Prinzips in der Netzentwicklung und im Netzbetrieb insbesondere durch die Verteilnetzbetreiber fordern und fördern (vgl. Kap. 4.2). <p>Regulatorische Anpassungen:</p>

⁴⁰ Vgl. den entsprechenden Vorschlag im nicht in Kraft getretenen Gesetzesentwurf des „Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) von 2021.

⁴¹ Siehe auch Vondung et al. (2025).

Fragestellung	Analyseergebnis für haushaltsnahe Flexibilitäten: Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Heimspeicher
	<ul style="list-style-type: none"> • Marktliche Einbindung verbraucher*innennaher Flexibilitäten: Die konsequente Einbindung von V2G, Heimspeichern und Wärmepumpen in marktliche Prozesse sollte weiter vorangetrieben werden. Dies kann etwa durch eine vereinfachte Teilnahme an virtuellen Kraftwerken erfolgen. Auf diese Weise lassen sich zusätzliche Flexibilitätpotenziale erschließen (EWI & BET, 2025). • Temporäre Eingriffsmöglichkeiten bei Netzengpässen: Einheitliche Regelungen schaffen, die Netzbetreibern in Engpasssituationen temporäre Eingriffsmöglichkeiten in steuerbare Verbrauchseinrichtungen sowie in dezentrale Erzeugungsanlagen (z. B. PV-Anlagen, BHKW) ermöglichen. Definierte Leistungsgrenzen, transparente Zeitfenster und angemessene finanzielle Ausgleichsmechanismen erhöhen die Planbarkeit und fördern die Akzeptanz von Verbraucher*innen und Anlagenbetreibern (EWI & BET, 2025).

Tabelle 8-6: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für verbraucher*innennahe Flexibilitäten als Flexibilitätsoption

8.2.4 Stationäre, netzgekoppelte Großbatterien

Wie in Kapitel 3.2 herausgearbeitet wurde, sind Großbatterien grundsätzlich für alle Einsatzzwecke von Flexibilität tauglich, wenn auch teilweise mit Einschränkungen. Zugleich ist ihr Potenzial praktisch unbegrenzt, wie die aktuell enorme Zahl der Netzanschlussbegehren zeigt, deren Kapazität sich nach einer aktuellen BDEW-Umfrage auf 720 GW summiert. Andererseits ist die Nutzung bereits vorhandener verbraucher*innennaher Batterien (Heimspeicher, V2G, s.o.) zu Flexibilitätszwecken volkswirtschaftlich kostengünstiger als der Zubau von Großbatterien eigens für Netz- oder Marktzwecke (BNetzA, 2025b). Der Ordnungsrahmen für die Großbatterien sollte daher deren Zubau ermöglichen aber auch koordinieren.

Fragestellung	Analyseergebnis für stationäre (Groß-)Batterien (netzgekoppelt und kundenseitig)
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Europäischer Rechtsrahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • EU-Binnenmarkttrichtlinie für Strom (2019/944): <ul style="list-style-type: none"> ○ Art. 3 (1): Staaten müssen dafür sorgen, dass ihre Rechtsordnungen Investitionen in flexible Stromerzeugung, Energiespeicherung, variable Produktion etc. nicht unangemessen behindern. ○ Art 8 (2): Bei Genehmigungsverfahren für neue Erzeugungskapazitäten müssen Alternativen wie Demand Response und Energiespeicherung berücksichtigt werden. ○ Art. 8 (5): Kunden, die eine Speicheranlage besitzen, haben bestimmte Rechte: z. B. Recht auf Netzanschluss unter angemessener Frist, keine Doppelbelastung (Netzentgelte etc.), keine unverhältnismäßigen Lizenzanforderungen sowie die Möglichkeit mehrere Dienstleistungen zu erbringen.

Fragestellung	Analyseergebnis für stationäre (Groß-)Batterien (netzgekoppelt und kundenseitig)
	<ul style="list-style-type: none"> • Empfehlungen und Leitlinien für Energiespeicher (C/2023/1729): Die Empfehlungen beinhalten erleichterte Genehmigungsverfahren, Berücksichtigung der Besonderheiten von Speichern bei der Gestaltung von Netzentgelten und Tarifen sowie Erleichterungen beim Netzzugang. <p>Nationaler Rechtsrahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) <ul style="list-style-type: none"> ○ §11 c: Verankerung des überragenden öffentlichen Interesses der Errichtung von Stromspeicheranlagen. ○ §118 Abs. 6: teilweise oder vollständige Befreiung von Großspeicheranlagen von der Pflicht zur Entrichtung von Netzentgelten (befristet verlängert bis 2029) • Energiefinanzierungsgesetz (EnFG § 21 Abs. 1 u. 2): Verringerung der KWKG- und Offshore-Netzzumlage auf null, in dem Umfang in dem der durch die Einspeicherung verbrauchte Strom in das Netz nach der Ausspeicherung zurückgespeist wird. • Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023 § 19 (3-3c): Wird Strom vor der Netzeinspeisung in einem Stromspeicher zwischengespeichert, kann der Betreiber trotzdem Ansprüche auf Förderungen (z. B. Marktprämie, Einspeisevergütung) geltend machen. Dabei wird der Förderanspruch in Abhängigkeit des Anteils erneuerbaren Stroms im Rahmen unterschiedlicher Modelle geregelt. • Niederspannungsanschlussverordnung (NAV § 11 Abs. 3): Speicheranlagen mit einer Leistung bis zu 30kW, die in Niederspannung Strom beziehen, sind von der Zahlung von Baukostenzuschüssen ausgenommen. • Stromsteuergesetz (StromStG § 5 Abs. 4): Befreiung von stationären Großspeichern von der Stromsteuer, wenn der beim Ausspeichern erzeugte Strom wieder in das Netz eingespeist wird. • Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG durch die Bundesnetzagentur (2022) im Gegenzug für prozentuale oder pauschale Netzentgeltreduzierungen.
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Ein Regelungsbedarf ergibt sich mit Blick auf die Festlegung von Baukostenzuschüssen. In einem aktuellen Urteil des Bundesgerichtshofs hatte dieser entschieden, dass die in NAV § 11 ermöglichte Erhebung eines Baukostenzuschusses durch einen Verteilnetzbetreiber rechtmäßig ist. Mit Blick auf die Berechnung der Baukostenzuschüsse gibt es aktuell keine verbindlichen Vorgaben, wodurch eine uneinheitliche Handhabung durch die Netzbetreiber erfolgt. Durch eine Standardisierung der Verfahren könnte hier mehr Rechtssicherheit für Investor*innen geschaffen werden.</p> <p>Auch die Privilegierung von Batteriespeichern nach § 35 Baugesetzbuch (BauGB) für Bauvorhaben im Außenbereich war bislang nicht abschließend geregelt. Während in § 35 Abs. 1 BauGB beispielsweise Windenergie- und Solaranlagen ausdrücklich aufgeführt sind, wurden entsprechende Regelungen für Speicher erst kürzlich beschlossen, um zwei Wochen später im Rahmen des Geothermiebeschleunigungsgesetzes (GeoBG) unter anderem durch Abstandsvorgaben wieder eingeschränkt zu werden. Dies kann, sofern die Speicher</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für stationäre (Groß-)Batterien (netzgekoppelt und kundenseitig)
	<p>von den lokalen Genehmigungsbehörden nicht als Versorgungsanlagen anerkannt werden, zu Verzögerungen in der Umsetzung führen.</p> <p>Zudem ist das Verfahren für den Netzanschluss (s. Anreizstrukturen hier nachfolgend) besser zu regeln.</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Die Vielzahl an Netzanschlussbegehren (ca. 720 GW nach einer BDEW-Umfrage vom November 2025) deuten vordergründig auf keinen Bedarf an besseren Anreizstrukturen hin. Allerdings verbergen sich hinter den Anfragen laut einer Erhebung unter Netzbetreibern eine Vielzahl von Projekten mit geringer technischer oder finanzieller Reife, was als Ergebnis von Fehlanreizen im Netzanschlussverfahren gewertet wird. Dieses war bisher nach dem Prinzip des first-come, first-served organisiert und bot damit Entwicklern den Anreiz möglichst große Leistungen anzumelden, um sich Optionen offen zu halten. Verstärkt wird dies durch den schleppenden Netzausbau, wodurch sich eine verschärfte Konkurrenzsituation in der Kapazitätsvergabe ergibt.</p> <p>Eine Empfehlung der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2025c) zur Vereinheitlichung der Vergabe war unter den Marktteilnehmenden nicht konsensfähig. Die transparente Veröffentlichung der Netzanschlusskapazitäten in den jeweiligen Netzgebieten wird jedoch marktübergreifend als zielführendes Mittel gewertet, den durch Mehrfachanfragen entstehenden Prüfaufwand und die dadurch entstehende Genehmigungsverzögerungen zu reduzieren. Weitere Möglichkeiten zur Verfahrensoptimierung bestehen in der Definition von Mindestkriterien bezüglich des Planungsstandes und der Finanzierung als Grundlage für die Priorisierung von Genehmigungsanfragen, der Einführung von im Falle der Projektumsetzung verrechenbarer (und andernfalls zum Teil erstattungsfähiger) Reservierungskosten sowie der verpflichtenden Vorlage von Zeitplänen für die Umsetzung durch die Antragstellenden (vgl. BDEW, 2024a). Auf der anderen Seite sollten mit dem Ziel der verbesserten Planungssicherheit der Antragstellenden auch für die Netzverträglichkeitsprüfung klare Fristen festgelegt werden.</p> <p>Mit einer kürzlichen Novelle der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung wurden Großbatterien aus dem Geltungsbereich dieser Verordnung entfernt und in den Bereich des Energiewirtschaftsgesetzes verschoben. Damit sind die Netzanschlussbedingungen für künftige Antragsteller*innen noch unsicherer geworden.</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Es wird aktuell diskutiert, die bis 2029 befristete Netzentgeltbefreiung von Großbatterien zu beenden, wodurch der wirtschaftliche Betrieb erschwert würde (vgl. Lohr et al. 2025). Um netzdienliches Verhalten von Großbatterien zu fördern, könnte die Einführung eines dynamischen Redispatch-Preissignals den höchsten volkswirtschaftlichen Nutzen erzielen (vgl. Lohr et al. 2025). Dieses könnte als spezielles, tagesaktuell von den Netzbetreibern festgelegtes (positives oder negatives) Netzentgelt ausgestaltet werden, das die prognostizierte lokale Engpasssituation abbildet. So ließe sich der Netzmehrwert steigern, ohne bestehende Marktsignale grundlegend zu verzerren. Zur Entschärfung des Zielkonflikts zwischen gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrt und den Erlösen der Netzbetreiber bietet sich eine Kombination aus einer solchen marktbasierter Anreizsetzung und einer moderaten Beteiligung der Speicher an den Netzkosten, etwa über einen standortabhängigen Leistungspreis, an. In diesem Szenario könnte eine Batterie die Redispatch-Kosten dann um rund 50 Euro im Jahr je kW installierte Leistung reduzieren (ibid.).</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für stationäre (Groß-)Batterien (netzgekoppelt und kundenseitig)
Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens	<p>Aus der erfolgten Analyse ergeben sich die folgenden Politikempfehlungen, um den Ausbau von Großbatterien sowie deren Netzdienlichkeit zu befördern:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Baukostenzuschüsse: Zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollten bundesweit einheitliche Vorgaben für die Berechnung von Baukostenzuschüssen geschaffen werden. Eine Standardisierung der Verfahren würde die aktuell uneinheitliche Praxis der Netzbetreiber beenden und Investoren mehr Planungssicherheit geben. • Batteriespeicher im Außenbereich: Batteriespeicher sollten explizit in § 35 BauGB aufgenommen und wie Wind- oder Solaranlagen als privilegierte Vorhaben anerkannt werden. Dadurch ließen sich Genehmigungsverfahren beschleunigen und Verzögerungen durch unterschiedliche Auslegungen der Genehmigungsbehörden vermeiden. • Netzanschlussverfahren: Um Mehrfachanfragen und unnötigen Prüfaufwand zu reduzieren, sollte die Transparenz durch die Veröffentlichung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten verbessert werden. Darüber hinaus sollten Mindestkriterien für den Planungsstand und die Finanzierung von Projekten definiert werden, um eine sinnvolle Priorisierung zu ermöglichen. Verrechenbare und teilweise erstattungsfähige Reservierungskosten sowie verpflichtende Zeitpläne für die Umsetzung könnten das Verfahren weiter straffen. Zugleich sollten klare Verfahren und Fristen für die Netzverträglichkeitsprüfungen festgelegt werden, um den Antragstellenden mehr Planungssicherheit zu geben. Die BNetzA könnte zudem einheitlich digitalisierte Netzanschluss- und Netzzugangsprozesse etablieren, die über ein zentrales bundesweites Portal abgewickelt werden (EWI & BET, 2025). Falls flexible Anschlussvereinbarungen zugelassen bleiben, sollte geregelt werden, dass diese nur dynamische, aber keine statischen Leistungsbegrenzungen enthalten. • Anreize für Großbatterien: Um den wirtschaftlichen Betrieb von Großbatterien zu sichern und netzdienliches Verhalten zu fördern, sollte ein dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal eingeführt werden. In Kombination mit einer moderaten, standortabhängigen Beteiligung an den Netzkosten, die ungefähr den zusätzlichen Nettoeinnahmen der Batteriebetreibenden aus dem Redispatch-Preissignal entspricht, könnte so der volkswirtschaftliche Nutzen maximiert und gleichzeitig die Refinanzierung der Netzinfrastruktur verbessert werden (Lohr et al., 2025). • Netzentgelte: Bei Umsetzung des vorstehenden Vorschlags ist demnach keine vollständige Befreiung von Netzentgelten für Neuanlagen über 2029 hinaus vorzusehen. Wird er nicht umgesetzt, sollte die Befreiung weiterhin erfolgen, aber an eine Steuerbarkeit zum Redispatch gekoppelt sein.

Tabelle 8-7: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für Großbatterien als Flexibilitätsoption

8.2.5 Flexible Elektrolyse

Elektrolyseure in Deutschland können einerseits zur Langzeitspeicherung von Überschussstrom beitragen. So können insbesondere hohe PV-Erträge im Sommer durch Nutzung in Wasserstoffkraftwerken zur Deckung hoher Residuallasten während ‚kalter Dunkelflauten‘ im Winter nutzbar gemacht werden.

Andererseits können Elektrolyseure auch für einige der hier untersuchten Einsatzzwecke von Flexibilität genutzt werden, insbesondere zur Deckung von Residuallast (Intraday und ggf. für zwei Tage) durch zeitweiliges Herunterfahren und zum Abfahren von Lastgradienten, sowie mit Einschränkungen für Regelleistung und Redispatch (vgl. Kap. 3.2).

Sowohl ihr Aufbau als auch ihre flexible Nutzung sollte daher durch entsprechende Rahmenbedingungen gefördert und sichergestellt werden.

Fragestellung	Analyseergebnis für flexible Elektrolyse
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II): EU-Kriterien zur Produktion von grünem Wasserstoff (renewable fuels of non-biological origin, RFNBOs), die sicherstellen sollen, dass der produzierte Wasserstoff aus erneuerbaren Energien stammt und das Stromnetz nicht zusätzlich belastet (EWI, 2025)⁴²:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zusätzlichkeit: Der für die Elektrolyse verwendete Strom muss von neu gebauten Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt werden. • Zeitliche Korrelation: Der Grünstrom muss zu der Zeit erzeugt werden, zu der er auch für die Wasserstoffproduktion verwendet wird. • Räumliche Korrelation: Die Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion müssen in der gleichen Stromgebotszone stattfinden. <p>Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) (BMWK, 2023):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Aufbau einer elektrischen Elektrolyseleistung in Höhe von 10 GW in Deutschland und Nachfrageentwicklung in Höhe von 95-130 TWh bis 2030, Aufbau eines nationalen Wasserstoff-Kernnetzes (Finanzierung wurde 2024 gesetzlich gesichert) und die Sicherung internationaler Importe durch globale Partnerschaften (EWI & BET, 2025)⁴³. • Förderung des Baus von 3 GW Elektrolysekapazität für systemdienliche Elektrolyse über die Ausschreibungen nach § 96 Nr. 9 des Wind-auf-See-Gesetzes bis 2030 (Nationaler Wasserstoffrat, 2024). <p>Wasserstoffbeschleunigungsgesetz⁴⁴: Ziel ist es, Planungs-, Zulassungs- und Vergabeverfahren schneller, einfacher und digitaler zu machen, u.a. durch klare Fristenregelungen, umfassende Vorgaben zur Verfahrensdigitalisierung sowie</p>

⁴² <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/gruener-wasserstoff-bis-zu-20-prozent-teurer-durch-eu-kriterien/>

⁴³ Die Systementwicklungsstrategie (SES) aus 2024 beinhaltet bereits einige von der NWS abweichende Zielvorgaben, z.B. eine Wasserstoffnachfrage von mind. 70 TWh im Jahr 2035, eine Elektrolysekapazität von 30-40 GW_{el} und eine langfristige Importquote von 50-70 % (BMWK, 2024b).

⁴⁴ Gesetz zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/entwurf-eines-gesetzes-zur-beschleunigung-der-verfuegbarkeit-von-wasserstoff.html>

Fragestellung	Analyseergebnis für flexible Elektrolyse
	beschleunigte Vergabeverfahren, um dadurch den H ₂ -Markthochlauf bis 2030 zu fördern.
Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?	<p>Die RFNBO-Kriterien können den flexiblen, systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren erschweren und zu einem Anstieg der Wasserstoffproduktionskosten führen, da sie deren Einsatz stärker an die Stromerzeugung aus einzelnen erneuerbaren Erzeugungsanlagen koppeln als an die Bedarfe des Energiesystems (EWI & BET, 2025; EWI, 2025; Nationaler Wasserstoffrat, 2025).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das Kriterium der Zusätzlichkeit erlaubt den Einsatz von Elektrolyseuren nur aus neu gebauten Erneuerbaren-Energien-Anlagen und verringert dadurch die Möglichkeit, Elektrolyseure in Zeiten realer Überschussproduktion flexibel zu betreiben, weil vorhandene erneuerbare Energien mit hohen Erzeugungsspitzen nicht genutzt werden dürfen. Flexibilitätspotenziale im Stromsystem, z. B. bei Netzengpässen oder Abregelung, können so ungenutzt bleiben. Auf der anderen Seite dient das Kriterium dazu, dass tatsächlich zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien stattfindet. • Die zeitliche Korrelation begrenzt die Betriebszeiten von Elektrolyseuren auf die erneuerbare Stromerzeugung. Dies reduziert Vollbenutzungsstunden und verhindert eine systemdienliche Fahrweise, z. B. das Hochfahren bei netzseitigen Engpässen oder bei regionalen Überschüssen, wenn diese zeitlich nicht deckungsgleich mit der Erzeugung der für die Elektrolyse gebauten Anlagen sind. • Die räumliche Korrelation stellt sicher, dass grüner Wasserstoff nur mit erneuerbarem Strom erzeugt wird, der physikalisch im selben Strommarktgebiet verfügbar ist. Dadurch werden Netzengpässe vermieden und realistische Preis- und Knappheitssignale im Strommarkt erhalten.⁴⁵ Gleichzeitig schränkt das Kriterium jedoch die Möglichkeit ein, Elektrolyseure dort einzusetzen, wo sie systemdienlich zur Nutzung von Überschüssen in benachbarten Gebotszonen beitragen könnten.
Bedarf an besseren Anreizstrukturen?	Da flexibel betriebene Elektrolyseure nicht kontinuierlich laufen, erzielen sie in der Regel geringere Erlöse als Elektrolyseure, die ganzjährig bei Volllast betrieben werden (Bundesnetzagentur, 2023). Zwar profitieren Betreiber in Phasen niedriger oder negativer Strompreise von geringeren Strombezugskosten, jedoch kompensieren diese Vorteile die geringere Auslastung in der Regel nicht vollständig (Acatech & Dechema, 2024). Folglich sollte die Systemdienlichkeit flexibel betriebener Elektrolyseure in der Förderung berücksichtigt werden, um entsprechende Investitionen anzuregen.
Aktuelle Planungen und Diskussionen	Ausschreibungen nach § 96 Nr. 9 im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG): Bis 2030 sollen hierdurch 3 GW der geplanten 10 GW Elektrolyseleistung systemdienlich grünen Wasserstoff erzeugen. In der Verordnungsermächtigung des WindSeeG ist vorgesehen, über einen Zeitraum von 6 Jahren jährlich Ausschreibungen mit jeweils insgesamt 500 MW Elektrolyseleistung durchzuführen. Diese Planung ist bisher allerdings noch nicht umgesetzt worden, sodass auch konkrete, öffentlich zugängliche Anforderungen an die systemdienlichen Eigenschaften von Elektrolyseuren bisher fehlen. Der BDEW ging Anfang 2025

⁴⁵ PPAs müssen dort abgeschlossen werden, wo erneuerbarer Strom tatsächlich produziert wird.

Fragestellung	Analyseergebnis für flexible Elektrolyse
	<p>jedoch noch davon aus, dass das BMWF zeitnah den Rahmen für die erste Ausschreibungsrunde konsultieren wird (BDEW, 2025a).</p> <p>10-Punkte Plan des BMWF zum Monitoringbericht zur Energiewende: Das BMWF setzt sich dafür ein, dass die EU-Kriterien zur Definition von grünem Wasserstoff (RFNBOs) abgeschwächt und durch pragmatischere Kriterien ersetzt werden. Zudem sollen die aktuellen Ausbauziele für Elektrolyseure in Deutschland durch flexible Ziele ersetzt werden, die sich an konkreten Projekten auf der Nachfrageseite in Deutschland orientieren sollen (BMWF, 2025). Diese Vorschläge werden jedoch nicht näher ausgeführt, sodass die damit verbundenen Implikationen bislang noch nicht absehbar sind.</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Förderung systemdienlicher Elektrolyse über ein zielgerichtetes Ausschreibungsmodell, das Wettbewerb unter den Betreibern schafft und gleichzeitig eine effiziente Netz- und Systemintegration unterstützt (vgl. den entsprechenden Vorschlag des Nationalen Wasserstoffrats, 2024). Kernpunkte des Vorschlags:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klare Definition der Systemdienlichkeit: Standortkriterien sollen die optimale Unterstützung des Stromnetzes und eine sinnvolle Einbindung in die Wasserstoffinfrastruktur sicherstellen. Kriterien können dabei z.B. die Nähe zu erneuerbaren Energiequellen, Einbindung in bestehende oder geplante Wasserstoffinfrastruktur sowie flexible Betriebsmodelle zur Netzstabilisierung sein. • Abgestufte Förderung nach Anlagengröße: Berücksichtigung unterschiedlicher Größenklassen von Elektrolyseuren, da Großanlagen in Vorranggebieten und kleine Elektrolyseure für regionale Cluster sich ergänzen können. • Auf Basis der Standortdefinition werden jährlich oder in anderen Intervallen Kapazitäten wettbewerblich ausgeschrieben. Dabei sollten Kriterien, wie z.B. Standortnähe zu erneuerbaren Energiequellen, Einbindungsmöglichkeiten in bestehende oder geplante Wasserstoffinfrastrukturen oder flexible Betriebsmodelle zur Netzstabilisierung berücksichtigt werden (ggf. auch als Präqualifikationskriterien⁴⁶ für die Teilnahme an Ausschreibungen). <p>Zur Ausgestaltung der Förderung äußert sich der Vorschlag nicht. Auf Basis der EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien (RED-III) müsste sie vermutlich als zweiseitiger Contract for Difference gestaltet sein.</p> <p>Anpassung der Baukostenzuschüsse für Elektrolyseure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zur Erhöhung der Rechtssicherheit sollten bundesweit einheitliche Vorgaben für die Berechnung von Baukostenzuschüssen geschaffen werden. Eine Standardisierung der Verfahren würde die aktuell uneinheitliche Praxis der Netzbetreiber beenden und Investoren mehr Planungssicherheit geben. • Baukostenzuschüsse sollten für flexible Elektrolyseure regional differenziert sein und klare Vorgaben zur Steuerbarkeit auf allen Netzebenen enthalten, um die netzdienliche Verortung zu fördern (vgl. Nationaler Wasserstoffrat,

⁴⁶ BDEW (2025) hat einen Vorschlag an Kriterien für die Präqualifikation entwickelt.

Fragestellung	Analyseergebnis für flexible Elektrolyse
	<p>2024). Sterner, M. empfiehlt zusätzlich eine gesonderte Behandlung systemdienlicher Elektrolyseure bei den Baukostenzuschüssen, da diese sich durch ihren Beitrag zur Langzeitspeicherung netz- und systemdienlich von anderen steuerbaren Lasten unterscheiden (vgl. Nationaler Wasserstoffrat, 2024, S.6). Er hält es für sinnvoll, einen Nachlass von mindestens 95 % auf den BKZ zu gewähren und die Zuschüsse ausschließlich für den eigentlichen Netzanschluss, nicht aber für den nachgelagerten Netzausbau, zu verwenden.</p> <p>Prüfung einer Reduktion oder Befreiung von Netzentgelten für systemdienliche Elektrolyseure: Dadurch könnten die Strombezugskosten gesenkt oder ein weiterer Anstieg verhindert, die Wirtschaftlichkeit erhöht und der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gefördert werden (EWI & BET, 2025, Nationaler Wasserstoffrat, 2024).</p> <p>Als Alternative für die vollständige Befreiung von Netzentgelten sollte die Einführung eines dynamischen, tagesaktuellen Redispatch-Preissignals, wie für Großbatterien vorgeschlagen, in diese Prüfung einbezogen werden. Dieses Preissignal würde dann in Kombination mit einer Reduktion der Netzentgelte eingeführt.</p> <p>Anpassung der RFNBO-Kriterien zur Förderung einer systemdienlichen, flexiblen Betriebsweise von Elektrolyseuren (vgl. Nationaler Wasserstoffrat, 2025; EWI&BET, 2025):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ohne eine zeitaufwändige grundlegende Änderung der EU-Verordnung möglich wäre eine Verlängerung der Übergangsfristen für Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation (Beibehaltung der monatlichen Korrelation) prüfen, um Elektrolyseuren im Übergangszeitraum mehr Flexibilität und Kosteneinsparungen zu ermöglichen und regulatorische Unsicherheit zu reduzieren, ohne die Klimaschutzwirkung der RFNBO-Kriterien zu gefährden. • Grundlegende Änderungen wären jedoch ebenfalls sinnvoll. Diese könnten 1. einen Bonus bei der zeitlichen Korrelation (zwischen monatlich und jährlich) bei nachgewiesenem flexiblem Betrieb umfassen und 2. ein neues Betriebsmodell, bei dem nur in Zeiten, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien mehr als 100% der Last beträgt, Wasserstoff erzeugt wird. Dann wäre die Zusätzlichkeit ebenfalls erfüllt (Thomas & Gericke, 2022). • Das Kriterium der räumlichen Korrelation erscheint jedoch aktuell und langfristig weiterhin sinnvoll und relevant zu sein, insbesondere für die Netzstabilität und Sicherstellung, dass Wasserstoffproduktion keine neuen Engpässe erzeugt. Eine Anpassung ist zudem schwierig, da es keine Übergangsregelung gibt, die verlängert werden könnte (Nationaler Wasserstoffrat, 2025). <p>Ermöglichung der Teilnahme von Elektrolyseuren an dezentralen oder regionalen Flexibilitätsmärkten: Es sollte geprüft werden, inwiefern Elektrolyseure zukünftig in dezentrale bzw. regionale Flexibilitätsmärkte, etwa im Rahmen des § 14c EnWG, eingebunden werden können, um Netzbetreibern die planmäßige und großflächige Beschaffung negativer Netzflexibilität zu ermöglichen (EWI & BET, 2025). Dies würde ihre systemdienliche Betriebsweise wirtschaftlich stärken und zugleich zusätzliche Optionen zur effizienten Netzbewirtschaftung eröffnen.</p> <p>Erweiterung von § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) für flexible Elektrolyseure: Betreibern von Elektrolyseuren könnte dadurch die gezielte Nutzung von Strom ermöglicht werden, der sonst im Rahmen des Redispatch abgeregelt würde (EWI &</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für flexible Elektrolyse
	BET, 2025). Dadurch könnten Betreiber abgeregelten erneuerbaren Strom aufnehmen und die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion verbessern, während gleichzeitig Netzengpässe effizient gemanagt werden.

Tabelle 8-8: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für flexible Elektrolyse als Flexibilitätsoption

8.2.6 Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen

Power-to-Heat-Anlagen erzeugen mittels Wärmepumpen oder Elektrokesseln Heiz- oder Prozesswärme. Elektrokessel sind zwar weniger energieeffizient als Wärmepumpen, aber in der Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien deutlich effizienter als die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff und seinen Derivaten. Sie können dort zum Einsatz kommen, wo Wärmepumpen aufgrund geringer Einsatzzeiten oder hoher geforderter Temperaturniveaus weniger geeignet sind.

Zugleich sind Power-to-Heat-Anlagen sehr gut regelbar und somit für Frequenzhaltung und Regelleistung, Spannungshaltung, Redispatch und das Abfahren von Lastgradienten gut einsetzbar.

In Kombination mit Wärmespeichern können sie zudem zur Deckung hoher Residuallasten auch über mehrere Tage hinweg beitragen. Die Wärmespeicher werden in Zeiten, zu denen viel Strom aus erneuerbaren Energien günstig verfügbar ist, aufgeladen und ermöglichen es so, die Power-to-Heat-Anlagen während ‚kalter Dunkelflauten‘ herunterzufahren. Es ist dann eine Frage der Wirtschaftlichkeit, für wie viele Tage die Wärmespeicher ausgelegt werden können.

Sowohl der Aufbau von Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeichern als auch ihre flexible Nutzung sollte daher durch entsprechende Rahmenbedingungen gefördert und sichergestellt werden.

Fragestellung	Analyseergebnis für Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen
Heutiger politischer Rahmen	<ul style="list-style-type: none"> • Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) <ul style="list-style-type: none"> ○ § 13 Abs. 6a: ermöglicht Übertragungsnetzbetreibern den Abschluss vertraglicher Vereinbarungen mit Betreiber*innen von KWK-Anlagen mit einer Leistung >500 kW ihre Stromerzeugung bei hoher EE-Einspeisung zugunsten des Bezugs aus dem öffentlichen Netz einzustellen. Im Gegenzug erhalten diese eine einmalige Vergütung für die erforderliche Umrüstung, eine Erstattung der Strombezugskosten sowie eine Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung. ○ § 13k: regelt die Organisation zusätzlichen Stromverbrauchs durch Betreiber*innen oder Aggregator*innen zusätzlich zuschaltbarer

Fragestellung	Analyseergebnis für Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen
	<p>Lasten in Regionen mit hoher Einspeisung erneuerbaren Stroms (sog. Entlastungsregionen) mit dem Ziel, die Menge des wegen Netzengpässen abgeregelten Stroms zu reduzieren („Nutzen statt Abregeln“). Teilnehmende erhalten die verfügbaren Strommengen zu einem vorab festgelegten Preis („13k-Preis“) und darüber hinaus eine Kompensation für die Stromnebenkosten (d.h. Umlagen, Steuern und Netzentgelte) bis zu einer Obergrenze, die sich an den Redispatchkosten orientiert.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wärmeplanungsgesetz (WPG 2023 Art. 2 (3)): definiert das überragende öffentliche Interesse für die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme (inkl. PtH), Nebenanlagen (z.B. Wärmespeicher) und Wärmenetze. • Die Förderung erfolgt über die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW). • Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz (KWKG 2025): <ul style="list-style-type: none"> ○ § 22 u 23: regeln die Vorgaben für den Neubau zuschlagsberechtigter Wärme- und Kältespeicher (§22) sowie die Zuschlagshöhe (§23). Dabei wird die überwiegende Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen einschließlich deren Komponenten zur strombasierten Wärmebereitstellung sowie der Anschluss an ein Wärmenetz als eine Zuschlagsbedingung definiert. Die Zuschlagshöhe steigt linear zum Speichervolumen, ist aber nach oben gedeckelt (max. 30% der Investitionskosten und max. 10 Mio. €/Projekt). ○ § 7b: ermöglicht Betreiber*innen von KWK-Anlagen mit elektrischen Wärmeerzeugern, die nach dem 31.12.2024 in Betrieb gegangen sind, die Inanspruchnahme eines PtH-Bonus in Höhe von 70€/kWh_{th} elektrisch erzeugter Wärme, wobei dieser maximal für die Leistung gewährt wird, die der maximalen Wärmeleistungserbringung aus dem KWK-Prozess entspricht. Voraussetzung für die Inanspruchnahme ist die Möglichkeit mindestens 30% der Wärmeleistung aus dem KWK-Prozess mittels des elektrischen Wärmeerzeugers erbringen zu können.
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Jenseits der im EnWG vorgesehenen finanziellen Entlastungen für den netzdienlichen Betrieb besteht eine zentrale Hürde für die Flexibilitätsbereitstellung durch PtH-Anwendungen in der nach wie vor unzureichenden Wirtschaftlichkeit der strombasierten Wärmeerzeugung. Diese resultiert aus der bestehenden Preisdifferenz zwischen Strom und fossilen Energieträgern, die sich aus der stärkeren Abgabenbelastung von Strom ergibt.</p> <p>Eine Entlastung des netzdienlichen Strombezugs von PtH erfolgt, anders als bei Großbatteriespeichern, aktuell nur unter strengen Voraussetzungen. So gilt mit Blick auf den §13k-Mechanismus des EnWG eine restriktive Auslegung des operativen Zusätzlichkeitskriteriums, wonach teilnehmenden Anlagen in dem Monat vor Abgabe der Beantragung kein marktlicher Betrieb möglich ist. Demnach darf der Verbrauch in diesem Zeitraum 2% der Vollaststunden nicht übersteigen. Ausnahmen werden nur für den Bezug von §13k-Strommengen, die Erbringung von Regelarbeit und Primärregelleistung sowie Testfahrten auf Anweisung der Netzbetreiber gewährt. Diese strikten Vorgaben sollen Mitnahmeeffekte</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen
	<p>reduzieren (BNetzA, 2024a). Der dadurch gebotene Anreiz wurde vom BDEW im Vorfeld der Festlegung jedoch als nicht ausreichend bewertet, um Standort- und Investitionsentscheidungen zu begründen (BDEW, 2024b). Eine erste Zwischenbilanz⁴⁷ deutet auf eine weitgehende Nichtinanspruchnahme des Instruments hin. Insofern scheint nach Ablauf der zweijährigen Erprobungsphase eine bessere Austarierung der Anforderungen mit Blick auf die Regulierungsziele erforderlich.</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Für die Förderfähigkeit von innovativen KWK-Anlagen (iKWK) ist ein Anschluss an ein Wärmenetz Voraussetzung. Mit Blick auf die hohen erforderlichen Investitionen für den Ausbau bzw. die Modernisierung der Netzinfrastruktur ist die Verfügbarkeit öffentlicher Fördermittel im Rahmen der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) zentral, um diese zu beschleunigen. Deren Ausgestaltung als Förderrichtlinie führt jedoch dazu, dass kein Rechtsanspruch auf Förderung besteht (anders als im KWKG) und diese zudem von der Verfügbarkeit von Mitteln im Haushalt abhängt⁴⁸. Diese haushaltsbasierte Ausgestaltung erschwert mit Blick auf die fehlende Planungssicherheit oftmals eine Fremdfinanzierung.</p> <p>Der im KWKG vorgesehene PtH-Bonus von 70€/kWh_{th} wird zudem von der Branche als zu gering eingeschätzt, da hierdurch zwar die Errichtungskosten nicht aber die Anbindungs- und Netzanschlusskosten ausreichend abgedeckt seien (BDEW, 2020).</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Die Bundesregierung plante noch in diesem Jahr eine Weiterentwicklung des KWKG („KWKG 2.0“) um es zukunftsfähiger zu machen im Hinblick auf klimaneutrale Wärmeversorgung, Flexibilität und einen möglichen Kapazitätsmechanismus.</p> <p>Für den Ausbau der Wärmenetze wurden im nun verabschiedeten Bundeshaushalt 2025 die Mittel für die BEW auf 1,021 Mrd. € erhöht und bis 2030 insgesamt 5 Mrd. € eingeplant. Dies wurde in einer Stellungnahme verschiedener Verbände aber bereits als für die entstehenden Aufwände als unzureichend kritisiert.</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Weiterentwicklung und Aufstockung der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW):</p> <p>Um die Investitions- und Planungssicherheit für den Ausbau innovativer KWK-Systeme, Speicher und Wärmenetze zu erhöhen, sollte die BEW zu einem rechtlich abgesicherten, haushaltsunabhängigen Fördermechanismus weiterentwickelt werden. Ein gesetzlich verankerter Anspruch auf Förderung oder ein mehrjährig abgesicherter Finanzierungsfonds würde die Abhängigkeit von jährlichen Haushaltsmitteln verringern und die Fremdfinanzierung erleichtern. Darüber hinaus sollte sich das Fördervolumen stärker an den berechneten Förderbedarfen orientieren (vgl. Thamling et al., 2024).</p>

⁴⁷ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-laeuft-nutzen-statt-abregeln-eine-erste-zwischenbilanz-zur-erprobungsphase-von-%C2%A7-13k-enwg/>

⁴⁸ <https://www.bbh-blog.de/allgemein/bekanntnis-zu-kwkg-und-bew-plaene-der-neuen-bundesregierung-fuer-die-kuenftige-foerderung-im-waermesektor/#:~:text=KWKG%2DNovelle%202025%202.0&text=Daf%C3%BCr%20wird%20das%20KWKG%20noch,vom%20Strommarkt%20entsprechende%20Signale%20kommen.>

Fragestellung	Analyseergebnis für Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen
	<p>Die Mittel sollten auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr erhöht werden (Thomas et al., 2022).</p> <p>Vergütung der Langzeitspeicherung über den Kapazitätsmarkt: Die Langzeitspeicherfähigkeit von Wärme kann die Lastabdeckung und Versorgungssicherheit während der Dunkelflaute erhöhen, wenn die PtH-Anlagen dadurch ihre Leistung reduzieren können. Es sollte im Rahmen des geplanten Kapazitätsmechanismus angestrebt werden, diese Fähigkeit als strategische Backup-Kapazität zu berücksichtigen. Die Politik sollte klare Marktregeln definieren, um Investitionen in die dafür notwendigen Speicher wirtschaftlich abzusichern aber eine Doppelförderung durch die Kombination der Kapazitätsvergütung mit der BEW-Förderung auszuschließen. Alternativ könnte auch eine zielgerichtete Ausschreibung erfolgen, wie für die flexiblen Elektrolyseure vorgeschlagen.</p> <p>Verbesserung der Anreizstruktur im Rahmen des EnWG und KWKG:</p> <ul style="list-style-type: none"> • §13k-Mechanismus: Die derzeit restriktive Auslegung, die eine marktliche Nutzung von PtH-Anlagen stark einschränkt, hat bislang zu einer geringen Nutzung des Instruments geführt. Nach Ablauf der zweijährigen Erprobungsphase sollte eine Neubewertung erfolgen, um eine bessere Balance zwischen der Vermeidung von Mitnahmeeffekten und Anreizen zur Teilnahme zu erreichen. • PtH-Bonus: die aktuelle Bonus-Höhe deckt laut Branchenaussage nicht die für einen Anschluss an ein Wärmenetz anfallenden Kosten ab. Hier sollte nach Evaluation der Gesetzeswirkung eine Überprüfung der Anreizwirkung erfolgen. <p>Verbesserte Rahmenbedingungen für die strombasierte Wärmeerzeugung:</p> <p>Um die Wettbewerbsfähigkeit von PtH-Anlagen zu erhöhen und das Potenzial einer stärker preissignalbasierten Flexibilitätsnutzung zu erschließen, wäre im Falle eines netzdienlichen Betriebs (bspw. auch bei Lastverschiebung) eine teilweise Befreiung von Netzentgelten und weiteren staatlichen Abgaben – analog zur Behandlung von Großbatteriespeichern – eine wirksame Option, um die Gestehungskosten zu senken. Alternativ könnte auch ein dynamisches, tagesaktuelles Redispatch-Preissignal (wie bei Großbatteriespeichern vorgeschlagen) oder eine andere zeit- und lastabhängige Dynamisierung der Netzentgelte Anreize für den flexiblen Betrieb schaffen.</p>

Tabelle 8-9: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für Power-to-Heat und Speicherung in Wärmenetzen als Flexibilitätsoption

8.2.7 Biogas-Überbauung

Durch die Überbauung bestehender Biogasanlagen mit zusätzlichen BHKW-Motoren, Biogasspeichern und ggf. Wärmespeichern kann deren Erzeugungskapazität nach verschiedenen Studien um das Zwei- bis Dreifache erhöht – ‚überbaut‘ – werden. Dadurch werden sie flexibler einsetzbar, insbesondere für die Deckung hoher Residuallasten. Es

hängt dann nur von der Wirtschaftlichkeit der Überbauung und der Speicherkapazitäten ab, für welchen Zeitraum sie in welchem Umfang dazu beitragen können.

Auch für nahezu alle anderen Flexibilitätszwecke könne überbaute Biogasanlagen uneingeschränkt eingesetzt werden (vgl. Kapitel 3.2). Die Überbauung und ihre flexible Nutzung sollte daher durch angemessene Rahmenbedingungen gefördert werden.

Fragestellung	Analyseergebnis für Biogas-Überbauung
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Europäischer Rechtsrahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • RED III (2023/2413/EU Art. 20): Mitgliedstaaten sollen Märkte so gestalten, dass erneuerbare Energien auch System- und Flexibilitätsdienstleistungen erbringen können. • Strombinnenmarktverordnung (2019/943 Art. 6 u. 7): Alle Erzeuger, auch erneuerbare, müssen diskriminierungsfreien Zugang zu Märkten für Strom, Ausgleichs- und Flexibilitätsleistungen haben. • Verordnung 2024/1747 (Art. 19d): Mitgliedsstaaten müssen direkte Preisunterstützungsmechanismen für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren und kohlenstoffarmen Quellen in Form von Two-Way Contracts for Difference oder gleichwertigen Systemen ausgestalten. <p>Nationaler Rechtsrahmen:</p> <p>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) und Biomassepaket:⁴⁹ Die Förderung der Flexibilisierung und der Überbauung (Errichtung zusätzlicher Leistung) von Biogasanlagen erfolgt über Ausschreibungen, deren Volumen in § 29 EEG 2023 geregelt ist. Das Biomassepaket⁵⁰ (in Kraft seit Februar 2025, beihilferechtlich genehmigt im September 2025) hat das EEG gezielt angepasst, um die Anschlussförderung zu sichern und die Anreize für die Flexibilisierung zu erhöhen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungsvolumen: Das jährliche Volumen wurde durch das Biomassepaket für die Jahre 2025 und 2026 auf 1.300 MW bzw. 1.126 MW angehoben (§ 28c Absatz 2 EEG 2023). • Bestandsanlagen und verlängerte Anschlussförderung: Ältere Biogasanlagen können nach Auslaufen ihrer ursprünglichen 20-jährigen Förderung an speziellen Ausschreibungen teilnehmen. Der Förderzeitraum wurde von zehn auf zwölf Jahre verlängert, sofern die Anlagen ihre installierte Leistung im Vergleich zur ursprünglichen Bemessungsleistung erhöhen und flexibel betrieben werden. • Marktpremie (MP): Der Förderanspruch wird über die Ausschreibung gesichert. Die MP selbst ist variabel, da sie monatlich die Differenz zwischen dem fixen Gebotswert (erzielt in der Ausschreibung) und dem aktuellen monatlichen Marktwert für Biomasse ausgleicht. • Erhöhter Flexibilitätszuschlag (FZ): Zur Steigerung der Investitionsanreize wurde der FZ für die zusätzliche, flexible Leistung (Überbauung) von 65 €/kW

⁴⁹ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/7009>

⁵⁰ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2025-02/Gesetz_Biomassepaket.pdf

Fragestellung	Analyseergebnis für Biogas-Überbauung
	<p>auf 100 €/kW installierte Leistung angehoben.⁵¹ Er wird zusätzlich zur Marktprämie gezahlt, wobei seine Höhe durch den im Ausschreibungsverfahren abgegebenen fixen Gebotswert bestimmt wird.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Überbauungsanforderung: dreifache Überbauung der installierten elektrischen Leistung bzw. doppelte Überbauung für kleinere Anlagen (<350 kW) sowie Begrenzung der jährlich vergütungsfähigen Betriebsstunden. • Maisdeckel-Absenkung: Absenkung der Höchstgrenze für den Einsatz von Mais auf 25 % ab 2026. <p>Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG):</p> <ul style="list-style-type: none"> • KWK-Zuschlag: Biogasanlagen, die ein Blockheizkraftwerk (BHKW) zur hocheffizienten KWK nutzen und die erzeugte Wärme effizient verwerten/nutzen, erhalten einen zusätzlichen Zuschlag für den in das Netz eingespeisten KWK-Strom. • Kumulierung der Förderung: Die KWK-Förderung wird parallel zur EEG-Förderung (Marktprämie und Flexibilitätszuschlag) gewährt, sofern die technischen Voraussetzungen für die Hocheffizienz-KWK erfüllt sind. <p>Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG): Überbauungen und der Bau von zusätzlichen Speichern (Biogas/Wärme) gelten als Anlagenänderung und erfordern in der Regel eine neue immissionsschutzrechtliche Genehmigung oder eine Anzeige, was ein kritischer Zeitfaktor bei der Projektumsetzung ist.</p> <p>Baurecht (BauGB und Landesbauordnungen): Die Errichtung von Speichern oder neuen Aggregatsgebäuden sind Bauvorhaben. Die Umsetzung kann daher langwierige Baugenehmigungsverfahren nach sich ziehen.</p> <p>Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Netzanschlussverordnungen (NAV/NDAV): Regulieren den Netzzugang und die technischen Anforderungen (z.B. VDE-Regeln) für die Einspeisung.</p>
Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?	<p>Überarbeitung des Marktwertfaktors (MWF) für Marktintegration: Aktuell ist der EEG-Marktwertfaktor für Biomasse pauschal mit 1,0 angesetzt (vgl. EWI & BET, 2025). Dies führt dazu, dass die gesamte erzeugte Strommenge mit dem durchschnittlichen monatlichen Marktwert verrechnet wird. Infolgedessen bildet dieser Pauschalfaktor den tatsächlichen systemischen Wert flexibler Biomasseverstromung nicht differenziert ab. Dies mindert den Anreiz für Betreiber, ihre Anlagen gezielt in Spitzenlastzeiten oder bei Dunkelflaute zu betreiben und die Einspeisung bei Überschuss zu reduzieren. Der pauschale MWF stellt somit ein Hemmnis für die vollständige, marktorientierte Flexibilisierung dar.</p> <p>Sinkende zukünftige Ausschreibungsvolumina: Die im Biomassepaket festgelegten, temporär erhöhten Ausschreibungsvolumina für 2025 (1.300 MW) und 2026 (1.126 MW) dienen primär dem Abbau des Förderstaus älterer Bestandsanlagen. Die drastische Reduzierung der Volumina ab 2027 (326 MW) und 2028 (76 MW) (§ 28c Abs. 2 EEG) beruht auf der beihilferechtlichen Logik, nach der nur der unmittelbar notwendige Ersatzbedarf gefördert werden darf. Diese niedrigen Folgevolumina spiegeln nicht den tatsächlichen langfristigen Bedarf wider. Regulatorisch besteht das Risiko, dass der Erhalt der gesicherten Leistung des Biomassebestands in den Jahren ab 2029/2030 gefährdet wird, wenn die nächste große Welle an EEG-Altanlagen aus</p>

⁵¹ <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/biomassepaket-gibt-biogasanlagen-wieder-eine-perspektive/>

Fragestellung	Analyseergebnis für Biogas-Überbauung
	<p>der Förderung fällt. Eine rechtzeitige Anpassung dieser Volumina ist somit erforderlich.</p> <p>Flexible Netznutzungsvereinbarungen (FCA, flexible connection agreement): Ein vorliegendes Hemmnis für eine umfassendere Flexibilisierung besteht, wenn Netzbetreiber den Anschluss überbauter Anlagen nicht genehmigen. Gleichzeitig besteht jedoch mit § 8a EEG, der zum 25.2.2025 in Kraft getreten ist, die Möglichkeit für Netzbetreiber mit Anlagenbetreibern sog. „flexible Netznutzungsvereinbarungen“ abzuschließen. Sie ermöglichen es, neue Anschlussbegehren passgenau miteinander abzustimmen und sie unter bestmöglicher Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten zügiger umzusetzen (EWI und BET, 2025). Eine flexibilisierte Biogasanlage könnte beispielsweise an den Netzeinspeisepunkt einer nahegelegenen PV-Anlage angeschlossen werden, unter der Bedingung, dass die Biogasanlage nur dann einspeist, wenn die PV-Anlage gerade keinen Strom einspeist (Fachverband Biogas, 2025). In Deutschland sind FCAs allerdings aktuell nicht verpflichtend, sofern der Netzanschluss technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist.</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Die große Volatilität auf Spotmärkten bietet grundsätzlich bereits Anreize, die die Flexibilisierung von Biogasanlagen wirtschaftlich anreizen. Zudem beinhaltet das Biomassepaket bereits diverse Regelungen, die wirksamere Anreize für eine flexible Stromerzeugung setzen, wie den erhöhten Flexibilitätszuschlag, die Aussetzung der Vergütung in Zeiten schwach positiver und negativer Strompreise sowie die Umstellung der Förderung von Bemessungsleistung auf förderfähige Betriebsviertelstunden.^{52,53}</p> <p>Dennoch zeigen die bislang unzureichenden Investitionen in die Umrüstung, dass ein dringender Anpassungsbedarf besteht, um die Wirtschaftlichkeit der notwendigen Flexibilisierung und Langzeitspeicherung zu gewährleisten. Dazu zählen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fehlende Vergütung der Gesicherten Leistung: Die Langzeitspeicherfähigkeit für die Dunkelflaute wird im EEG nicht honoriert; sie sollte über den geplanten Kapazitätsmechanismus vergütet werden. • Mangelnde Marktintegration: Der pauschale MWF (1,0) erschwert die gezielte marktdienliche Steuerung und führt zu höheren EEG-Kosten. • Wirtschaftlichkeitslücke: Die Höhe des Flexibilitätszuschlags reicht oft nicht aus, um die hohen Investitionen in Speicher und Überbauung für den notwendigen Flexibilisierungsgrad wirtschaftlich abzusichern.
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>Die im Hauptstadtbüro Bioenergie organisierten Verbände sehen weiteren Anpassungsbedarf (Biomassepaket 2.0) zur Erreichung einer weitergehenden Flexibilisierung und langfristiger Planungssicherheit (Hauptstadtbüro Bioenergie, 2025; Fachverband Biogas, 2025):^{54 55}</p> <ul style="list-style-type: none"> • Strommengenmodell: Einführung eines neuen Vergütungssystems, bei dem Anlagen nicht mehr eine feste Vergütung pro Laufzeitstunde erhalten,

⁵² <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ErneuerbareEnergien/faq-zur-energierechtsnovelle-zur-vermeidung-von-stromspitzen-und-zum-biomassepaket.html>

⁵³ <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/7009>

⁵⁴ <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/politik/detail/bioenergieverbaende-fordern-neues-verguetungssystem-323093>

⁵⁵ <https://blogs.pwc.de/de/auf-ein-watt/article/249721/neues-zum-eeg-teil-6-das-biomasse-paket-besteht-weiterer-anpassungsbedarf/>

Fragestellung	Analyseergebnis für Biogas-Überbauung
	<p>sondern eine über die Vertragslaufzeit festgelegte Stromgesamtmenge vergütet wird. Diese Menge soll von den Betreibern flexibel über einen weitreichend frei wählbaren Zeitraum abgerufen werden können, um eine bessere marktwirtschaftliche Integration zu ermöglichen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilitätszuschlag (FZ): Eine weitergehende Erhöhung des FZ auf 120 €/kW installierte Leistung, um die Investitionsanreize für die Überbauung und Flexibilisierung zu steigern. • Ausschreibungsvolumen und -dauer: Eine weitere Anhebung des Ausschreibungsvolumens in den Jahren 2027 und 2028 sowie eine Verlängerung des Ausschreibungsrahmens bis mindestens 2032. • Netzanschluss: Verpflichtung der Netzbetreiber, flexible Netzanschlussvereinbarungen anzubieten (aktuell ist das Angebot von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen nach § 8a EEG durch den Netzbetreiber freiwillig). • Strukturelle Anpassungen: Forderung nach der Streichung des Maisdeckels sowie die Verbesserung der Ausschreibungsbedingungen für Kleinanlagen, um die Potenziale aller Bioenergieträger zu stärken.
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Vergütung der gesicherten Leistung und Langzeitspeicherung: Die Langzeitspeicherfähigkeit von Biomasse und ggf. gekoppelter Wärme ist für die Versorgungssicherheit während der Dunkelflaute unverzichtbar. Es sollte im Rahmen des geplanten Kapazitätsmechanismus angestrebt werden, diese Fähigkeit als strategische Backup-Kapazität zu berücksichtigen und zusätzlich zur EEG-Vergütung zu honorieren. Die Politik sollte klare Marktregeln definieren, um Investitionen in die dafür notwendigen Speicher und gesicherten Kapazitäten wirtschaftlich abzusichern und dabei eine Doppelförderung durch die Kombination der Kapazitätsvergütung mit der EEG-Vergütung (Marktprämie bzw. künftig zweiseitige Differenzverträge und Flexibilitätszuschlag) auszuschließen.</p> <p>Differenzierung des EEG-Marktwertfaktors (MWF): Zur raschen Verbesserung der Marktintegration von Biomasse sollte der pauschal angesetzten MWF von 1,0 überarbeitet und differenziert werden. Dies ist notwendig, um einen höheren Anreiz für die marktdienliche Steuerung zu setzen und den tatsächlichen Systemwert der gesicherten Biomasseleistung präziser abzubilden. Die Anpassung des MWF kann dabei gleichzeitig einen Beitrag zur Reduzierung der EEG-Kosten leisten, da die EEG-Förderung nur für die Strommengen gezahlt wird, die am Markt einen entsprechend hohen Wert erzielen (vgl. EWI & BET, 2025).</p> <p>Verlängerung der Ausschreibungen im EEG (Stand 2023) bis 2032: Eine langfristige Planungssicherheit ist für Investitionen in die Flexibilisierung und Überbauung entscheidend. Die Verlängerung ist notwendig, da bis 2031 fast 8.000 der rund 10.000 landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland das Ende ihres 20-jährigen EEG-Förderzeitraums erreichen werden (FNR, 2025).</p> <p>Anhebung des jährlichen Ausschreibungsvolumens ab 2027: Das Volumen sollte sich am tatsächlichen Bedarf (Weiterbetrieb und notwendige Überbauung/Neubau) orientieren, da die gesetzlich fixierten Volumina ab 2027 (326 MW in 2027, 76 MW in 2028) den Erhalt der gesicherten Leistung nicht sicherstellen. Das erhöhte Volumen muss so bemessen sein, dass eine ausreichende Überzeichnung der Ausschreibungen und damit ein preisdämpfender Wettbewerb gewährleistet bleibt.</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für Biogas-Überbauung
	<p>Anheben des Flexibilitätszuschlags: Es sollte überprüft werden, ob und in welcher Höhe ein weiteres Anheben des Flexibilitätszuschlags erforderlich ist, um den wirtschaftlichen Betrieb flexibler Biomasseanlagen sicherzustellen und dadurch Investitionen in Speicher und Überbauung anzureizen.⁵⁶</p> <p>Schaffung von Anreizen für Neuanlagen: Um das langfristige Biomasse-Potenzial zu erschließen, könnte ein Mechanismus zur Förderung von Neuanlagen geschaffen werden. Hierzu könnte die Einrichtung eines separaten Ausschreibungssegments geprüft werden, das ein festes Teilvolumen explizit für Neuanlagen reserviert. Dadurch könnten die Wettbewerbsverzerrung gegenüber kostenabgeschriebenen Bestandsanlagen beendet und die langfristige Sicherung der gesicherten Leistung über den heutigen Anlagenbestand hinaus gewährleistet werden.</p> <p>Allerdings ist zu klären, ob im Rahmen der Transformation zur Treibhausgasneutralität zusätzlich verfügbare Biomasse zur Stromerzeugung oder besser zur Defossilisierung von Sektoren, die nur schwierig auf direkte Stromnutzung umgestellt werden können (z.B. bestimmte Industriezweige, Flug- und Seeschiffsverkehr), verwendet werden sollte.</p> <p>Regeln für das Angebot flexibler Netznutzungsvereinbarungen (FCA): Die Ablehnung oder Verzögerung von Anschlussbegehren überbauter Anlagen durch Netzbetreiber stellt ein Hemmnis für eine umfassende Flexibilisierung dar. Die in § 8a EEG geschaffene "Kann"-Bestimmung zur FCA hat einen ersten Rahmen gesetzt. Um die systemdienliche Integration der Anlagen zu gewährleisten, sollte die Regelung so angepasst werden, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, flexibilisierten Biogasanlagen zumindest eine solche Anschlussvereinbarung anzubieten, insofern dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist, ein bedingungsloser Anschluss jedoch nicht. Dabei sollte geregelt werden, dass diese Vereinbarungen nur dynamische Leistungsbegrenzungen enthalten, aber keine statischen Begrenzungen.</p>

Tabelle 8-10: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für die Biogas-Überbauung als Flexibilitätsoption

8.2.8 Flexible Geothermie

Auch wenn Geothermiekraftwerke meist in Grundlast arbeiten, können sie doch wie andere thermische Kraftwerke grundsätzlich nahezu alle hier untersuchten Flexibilitätszwecke erfüllen, insbesondere, wenn sie für ihre KWK-Arbeitsweise mit Wärmespeichern ausgestattet sind (vgl. Kapitel 3.2). Die Wärmespeicher und die flexible Nutzung der Geothermie sollten daher durch angemessene Rahmenbedingungen gefördert werden.

Fragestellung	Analyseergebnis für Geothermie
Heutiger politischer Rahmen	<p>Europäischer Rechtsrahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • RED III (2023/2413/EU Art. 20): Mitgliedstaaten sollen Märkte so gestalten, dass erneuerbare Energien auch System- und Flexibilitätsdienstleistungen erbringen können.

⁵⁶ Der Fachverband Biogas e.V. (2025) und der BDEW (2025) halten eine Erhöhung auf 120 €/kW für notwendig.

Fragestellung	Analyseergebnis für Geothermie
	<ul style="list-style-type: none"> • Strombinnenmarktverordnung (2019/943 Art. 6 u. 7): Alle Erzeuger, auch erneuerbare, müssen diskriminierungsfreien Zugang zu Märkten für Strom, Ausgleichs- und Flexibilitätsleistungen haben. • Verordnung 2024/1747 (Art. 19d): Mitgliedsstaaten müssen direkte Preisunterstützungsmechanismen für Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren und kohlenstoffarmen Quellen in Form von Two-Way Contracts for Difference oder gleichwertigen Systemen ausgestalten. <p>Nationaler Rechtsrahmen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023 Art. 45): Vergütung von Strom aus Geothermie in Verbindung mit einem Abschmelzen über Zeit, wobei die Rate sich bei einer gemeldeten installierten Leistung >120 MW von 0,5% auf 2%/a erhöht. • Energiewirtschaftsgesetz (EnWG Art. 13a): Verbindliche Einbindung von Geothermieanlagen mit einer Nennleistung >100kW in das Einspeisemanagement (Redispatch 2.0). • Geothermiebeschleunigungsgesetzes (GeoBG) – s.u. unter aktuelle Planungen und Diskussionen
Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?	Um die Flexibilitätsbereitstellung durch Tiefengeothermie regulatorisch zu befördern, könnte eine entsprechende Verpflichtung in das EEG integriert werden, vergleichbar zu Biogasanlagen. Hierdurch würde eine wirtschaftliche Benachteiligung von Anlagenbetreibern vermieden werden, die entsprechende Systemdienstleistungen bereitstellen.
Bedarf an besseren Anreizstrukturen?	<p>Geothermische Anlagen zur Stromerzeugung können durch ihre Steuerungsfähigkeit zur Flexibilisierung der Stromnetze beitragen. Wirtschaftlich ist der Betrieb solcher Anlagen derzeit jedoch meist nur in Kombination mit den Erlösen aus der Wärmebereitstellung im Rahmen von KWK-Konzepten attraktiv. Um eine strompreisorientierte Fahrweise zu ermöglichen, bedarf es einer zeitlichen Entkopplung der Stromproduktion von der Wärmenachfrage mittels Wärmespeicher (vgl. Irl et al. 2020 und Abschnitt zu Power-to-Heat). Dies kann die Erlöse durch Stromeinspeisung ins Netz zu Zeiten hoher Strompreise maximieren (Erhöhung der Einspeisung z.B. um 35 % durch Integration eines Wärmespeichers) und die Betriebskosten der Förderpumpe durch Strombezug zu Zeiten niedriger oder negativer Strompreise reduzieren (bis zu 44 % des Strombedarfs für die Förderpumpe aus dem Netz bezogen) (ibid.).</p> <p>Soll die Bereitstellung von Regelleistung aus tiefer Geothermie systematisch angereizt werden, besteht die Notwendigkeit zusätzlicher marktlicher oder regulatorischer Anreizmechanismen. Solche Anreize könnten beispielsweise der Flexibilitätsprämie und dem Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen und Biomethananlagen nach §50 a und b EEG 2023 ähneln (Irl et al. 2020).</p>
Aktuelle Planungen und Diskussionen	Der Bundestag hat im Dezember 2025 ein vom BMWV vorgelegtes Geothermie-Beschleunigungsgesetz ⁵⁷ (GeoBG) beschlossen, das den Ausbau von Erdwärme und zugehöriger Infrastruktur wie Wärmepumpen und -speichern erleichtern soll, indem es Genehmigungen vereinfacht und beschleunigt. So soll die zuständige

⁵⁷ https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2025/20250807-gesetzentwurf-ausbau-geothermie-neu.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Fragestellung	Analyseergebnis für Geothermie
	<p>Behörde innerhalb eines Jahres über die Genehmigung eines Erdwärmeprojekts entscheiden. Das GeoBG stuft Geothermie zudem als im überragenden öffentlichen Interesse stehend ein, ähnlich wie bei Strom aus erneuerbaren Energien, und soll so die Wärmewende vorantreiben. Ein weiterer Gegenstand betrifft die finanzielle Absicherung von Behörden bei Bergschäden. Diese sollen von Geothermie-Unternehmen zukünftig eine Sicherheitsleistung verlangen können, um damit Schadensfälle vollständig abzusichern.</p> <p>Ein zentraler Aspekt zur Anreizung von Erdwärmeprojekten besteht in der geplanten Fündigkeitsrisikoabsicherung. Durch eine entsprechende Versicherung, angeboten durch die KfW und die Munich RE im Rahmen eines dreijährigen Pilotprojekts, soll das hohe finanzielle Risiko einer nicht erfolgreichen Bohrung gesenkt werden. Hierfür sind im Bundeshaushalt 2025 50 Millionen Euro vorgesehen, womit 65 Projekte mit einem Investitionsvolumen von 2 bis 3 Milliarden Euro abgesichert werden sollen. Seit 18.12.2025 ist das neue KfW-programm verfügbar, es soll ab 2026 aus dem neuen 'Deutschland-Fonds' finanziert werden.</p> <p>Mit Blick auf die energiepolitischen Ziele soll die Tiefengeothermie künftig eine größere Rolle in der Energieversorgung spielen. Bis 2030 soll ein geothermisches Potenzial von 10 TWh/Jahr erschlossen und die Einspeisung in Wärmenetze aus dieser Quelle verzehnfacht werden. Mit Blick auf die Strom- und Flexibilitätsbereitstellung werden keine geothermiespezifischen Ziele formuliert.</p>
<p>Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens</p>	<p>Vergütung der gesicherten Leistung und Langzeitspeicherung: Die Nutzung von Strom aus Geothermie und damit die Langzeitspeicherfähigkeit gekoppelter Wärme i.V.m. einer Überbauung der Stromerzeugungskapazität ist für die Versorgungssicherheit während der Dunkelflaute unverzichtbar. Es sollte im Rahmen des geplanten Kapazitätsmechanismus angestrebt werden, diese Fähigkeit als strategische Backup-Kapazität zu berücksichtigen und zusätzlich zur EEG-Vergütung zu honorieren. Die Politik sollte klare Marktregeln definieren, um Investitionen in die dafür notwendigen Speicher und gesicherten Kapazitäten wirtschaftlich abzusichern aber eine Doppel- bzw. Überförderung durch die Kombination der Kapazitätsvergütung mit der EEG-Vergütung (Marktprämie bzw. künftig zweiseitige Differenzverträge und Flexibilitätszuschlag) und der BEW auszuschließen.</p> <p>Vorranggebiete für Geothermie: Um die Erschließung von bestehenden Geothermiepotenzialen, auch zur Bereitstellung von Grundlast und Flexibilität in einem erneuerbaren Stromsystem, zu fördern, wäre eine Ausweisung von Vorrang- oder Beschleunigungsgebieten für geothermische Nutzungen analog zur Ausweisung von Beschleunigungsgebieten für Windenergieanlagen sinnvoll (Bracke et al., 2022⁵⁸).</p> <p>Förderung von Wärmenetzen und -speichern: Da die Wirtschaftlichkeit der Erschließung von Erdwärmequellen und der Betrieb von (hauptsächlich wärmegeführten) Geothermiekraftwerken mit der Anbindung an Fern- oder Nahwärmenetzen sowie der Verfügbarkeit von Wärmespeichern verknüpft ist, sollte des Weiteren die Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) auf mindestens 3 Mrd. Euro pro Jahr aufgestockt werden, um den Ausbau und die</p>

⁵⁸ <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/dc4a0733-2c1e-45ea-9600-0056ec82a0c0>

Fragestellung	Analyseergebnis für Geothermie
	<p>Modernisierung bestehender Netze sowie, um Flexibilität zu ermöglichen, den Ausbau von Wärmespeichern zu fördern. Für die Förderung der Überbauung ist sie sogar zu fordern (s.o.).</p> <p>Fündigkeitsrisikoabsicherung: Falls sich die Fündigkeitsrisikoabsicherung im Pilotprojekt und dem neuen KfW-Programm als effektiv erweist, sollte sie verstetigt werden.</p> <p>Regelleistung: Zu prüfen ist, ob die Bereitstellung von Regelleistung durch Geothermieanlagen angereizt werden soll. Entsprechende Anreize könnten beispielsweise der Flexibilitätsprämie und dem Flexibilitätszuschlag für Biogasanlagen und Biomethananlagen nach §50 a und b EEG 2023 ähneln, s.o.</p>

Tabelle 8-11: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für Geothermie als Flexibilitätsoption

8.2.9 Stromnetzausbau in Deutschland und Ausbau der Kuppelleistung zu Nachbarländern

In Kapitel 3.2 wurde festgestellt: Der Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland verringert vor allem den Bedarf an Redispatch. Er behebt darüber hinaus keine Flexibilitätsprobleme direkt, sondern schafft die Voraussetzung dafür, dass die verschiedenen Flexibilitätsoptionen und Erzeugungsanlagen effektiv zusammenarbeiten können.

Netzausbau, vor allem im Verteilnetz, kann aber selbst auch durch kostengünstigere Flexibilitätsoptionen ersetzt oder im Ausbau verzögert werden, wodurch Kosten eingespart werden. Eine rasche Digitalisierung von Netzplanung und -betrieb, insbesondere durch Digital Twins und den Rollout der Smart Meter (vgl. Kapitel 8.1) ist dafür eine entscheidende Voraussetzung (EWI&BET, 2025). Dementsprechend sollte der notwendige Ausbaubedarf nach dem Energy Efficiency First-Prinzip (vgl. Kap. 8.1) überprüft, aber dann auch regulatorisch und finanziell sichergestellt werden.

Ein Ausbau der Kuppelleistung zu Nachbarländern dient vorrangig der Kosteneinsparung durch Stromhandel, kann aber auch durch Stromimporte positive Residuallast abdecken. Nach Erkenntnissen der BNetzA (2025b) wäre im Zielszenario Deutschland zur Lastabdeckung ab 2032 nicht mehr auf Stromimporte angewiesen, im Szenario mit verzögerter Energiewende dagegen auch noch 2035. Zu manchen Zeitpunkten hoher Residuallast ist aber auch in den Nachbarländern keine steuerbare Kapazität zum Export nach Deutschland mehr vorhanden (BNetzA, 2025b). Zudem kann der Ausbau der Kuppelleistung Frequenz- und Spannungshaltung sowie Schwarzstartfähigkeit unterstützen, wie das Blackout-Ereignis auf der iberischen Halbinsel im April 2025 gezeigt hat.

Fragestellung	Analyseergebnis für den Stromnetzausbau in Deutschland und für Kuppelleistung zu Nachbarländern
<p>Heutiger politischer Rahmen</p>	<p>Für den Ausbau der Übertragungsnetze sind die relevanten Prozesse von der EU-Ebene her bis zur Bundesebene klar strukturiert. Für die Netzentwicklungsplanung erstellen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Vorgaben, Prüfung und Genehmigung seitens der Regulierungsbehörden (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) regelmäßig den ten-year network development plan (TYNDP). Ihm entspricht auf deutscher Ebene der Netzentwicklungsplan, der von der BNetzA betätigt und festgestellt wird. Die einzelnen Projekte wurden über das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) gesetzlich abgesichert. Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) dient zusätzlich dem beschleunigten Ausbau länderübergreifender und grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen. Die Finanzierung der Projekte erfolgt über die Netzentgelte. In den letzten Jahren konnten die Genehmigungsprozesse deutlich beschleunigt werden.</p> <p>Bei den Verteilnetzen sind die Verteilernetzbetreiber (VNB) für die Planung verantwortlich. Es gibt anders als bei den Übertragungsnetzen keine Einzelprojektfinanzierung in den genehmigten Erlösen, sondern die Finanzierung muss im Rahmen der genehmigten Netzerlöse geleistet werden. Gleiches gilt für die Digitalisierung der Netze. Seit 2024 können nach §14a Batteriefahrzeuge und Wärmepumpen in Privathaushalten „gedimmt“ werden, um den Ausbaubedarf insbesondere auf Ebene der Unterverteilung zeitlich zu strecken oder bestenfalls zu vermeiden. Dies scheint jedoch in der Praxis nur unzureichend zu geschehen (EWI&BET, 2025).</p> <p>Der Bedarf an Kuppelleistung wird ebenfalls im TYNDP festgestellt und wie Übertragungsnetzprojekte finanziert. Projekte können von der Europäischen Kommission als strategisch bedeutend erklärt werden (projects of common interest, PCI, projects of mutual interest, PMI) und dann über die Connecting Europe Facility (CEF) finanziell unterstützt werden.</p>
<p>Bedarf an regulatorischer Ermöglichung?</p>	<p>Für die Befolgung des Energy Efficiency First-Prinzips ist eine gesetzliche Regelung erforderlich (vgl. Kap. 4.2).</p> <p>Für den zusätzlichen Ausbau der Verteilnetze, der nach Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips und entsprechender Flexibilitätsoptionen erforderlich ist, und generell für Investitionen in Energieeffizienz und Digitalisierung/Smart Grids könnte eine gesonderte Finanzierung im Rahmen der Anreizregulierung erforderlich sein.</p>
<p>Bedarf an besseren Anreizstrukturen?</p>	<p>Bei den Übertragungsnetzen gibt es derzeit eine Diskussion über die angemessene Verzinsung der Investitionen; die aktuell erlaubte Verzinsung ist nach Ansicht der ÜNB zu niedrig. Andererseits ließen sich die Investitionen günstiger finanzieren durch eine staatliche Beteiligung (Kölschbach Ortego& Steitz, 2024; Kaczmarczyk&Krebs, 2025; s. auch EWI&BET, 2025).</p> <p>Die Änderung der Anreizregulierung, die zuvor erwähnt wurde, würde die Finanzierung des Ausbaus und der Digitalisierung auf Ebene der Verteilnetze verbessern.</p>
<p>Aktuelle Planungen und Diskussionen</p>	<p>In den Jahren 2026 bis 2029 plant die Bundesregierung, die Übertragungsnetzentgelte jeweils durch einen Zuschuss von 6,5 Mrd. Euro pro Jahr zu senken; für 2026 wurde er mit dem Bundeshaushalt beschlossen. Zudem wird darüber diskutiert, die gesetzliche Festlegung auf Erdkabel für die Projekte der</p>

Fragestellung	Analyseergebnis für den Stromnetzausbau in Deutschland und für Kuppelleistung zu Nachbarländern
	Höchstspannungs-Gleichstromübertragung zu streichen, so dass die kostengünstigeren Freileitungen bei Neuprojekten wieder möglich werden.
Empfehlungen zur Weiterentwicklung des politischen Rahmens	<p>Auf Basis der oben identifizierten Bedarfe sind folgende Reformen zu empfehlen:</p> <p>Ein Bundesgesetz sollte die Befolgung des Energy Efficiency First-Prinzips in der Netzplanung und dem Netzbetrieb vorschreiben (vgl. Kap. 4.2).</p> <p>Der Ausbau der Übertragungsnetze sollte durch staatliche Beteiligung/ Investition in Eigenkapital günstiger finanziert werden (Kölschbach Ortego& Steitz, 2024; Kaczmarczyk&Krebs, 2025). Sie könnte auch von kommunalen Anteilseignern kommen. Diese Lösung führt nach vorliegenden Analysen zu geringeren Netzentgelten als bei Finanzierung über privates Eigenkapital, so dass entweder die geplanten Zuschüsse zu den Netzentgelten reduziert oder bei gleicher Höhe der Zuschüsse die Netzentgelte weiter gesenkt werden könnten. Die staatliche Beteiligung senkt den kurz- bis mittelfristigen Anstieg der Übertragungsnetzentgelte wahrscheinlich auch wirksamer als ein Amortisationskonto, wie es beim Ausbau des Wasserstoffkernnetzes geschaffen wurde (Kölschbach Ortego& Steitz, 2024). Andererseits würde ein Amortisationskonto in der langfristigen Gesamtkostenbetrachtung die Kosten für den Staat niedriger halten als der geplante Zuschuss. Es wäre insofern die zweitbeste Alternative gegenüber einer staatlichen Beteiligung, falls diese politisch nicht durchsetzbar sein sollte. Ähnlich gilt dies für staatliche Garantien für die Aufnahme privaten Eigenkapitals, wie sie von Agora et al. (2025) vorgeschlagen wird. Den Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital der Netzbetreiber für den Ausbau der Stromvertei- und Wärmenetze sowie den Umbau der Gasverteilnetze schätzt diese Quelle auf 68 Mrd. Euro bis 2035.</p> <p>Die Kosten und Strompreiseffekte für den Ausbau an Kuppelleistung zu den Nachbarländern würden durch diese Reformen ebenfalls gesenkt. Weitere Maßnahmen scheinen für diesen Bereich nicht erforderlich.</p> <p>Eine staatliche Beteiligung kann auch die Finanzierung der Verteilnetze erleichtern und verbilligen. Auch die Finanzierung über Bürger*innenfonds für eine Investition z.B. in Eigenkapital der VNB statt über private Investmentfonds sollte gefördert oder vielleicht sogar vorgeschrieben werden. Das würde auch die lokale Akzeptanz erhöhen, insbesondere wenn der zusätzliche Ausbau der Verteilnetze, der nach Anwendung des Energy Efficiency First-Prinzips und entsprechender Flexibilitätsoptionen erforderlich ist, in einer transparenten lokalen Planung unter Bürger*innenbeteiligung ermittelt wurde.</p> <p>Für diesen Bedarf sowie generell für Investitionen in Energieeffizienz und Digitalisierung / Smart Grids sollte eine gesonderte Finanzierung durch geeignete Anerkennung der Kosten in der Anreizregulierung gesetzlich ermöglicht werden.</p>

Tabelle 8-12: Heutige und erforderliche politische Rahmenbedingungen für den Netzausbau in Deutschland und für Kuppelleistung zu Nachbarländern als Flexibilitätsoption

8.2.10 H₂-Ready und H₂-Backup-Kraftwerke

Wie in Kapitel 3.3 hergeleitet wurde, sollten neue Backup-Gaskraftwerke nur zugebaut werden, wenn sie bereits für den Einsatz von Wasserstoff vorbereitet sind (H₂-ready). H₂-

Readiness ist ein Aspekt bei den Anreizen für neue Kraftwerke oder alternative Flexibilitätsoptionen im Rahmen des Strommarktdesigns. Dieses wird in Kapitel 8.1 behandelt. Auch die Frage, wie erreicht werden kann, dass die Kraftwerke tatsächlich auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, wird dort diskutiert.

Eine weitere Frage betrifft den politischen Rahmen, mit dem die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff gesichert werden kann. Dieses Thema konnte im Rahmen dieses Gutachtens nur soweit analysiert werden, wie es im Zusammenhang mit dem Zubau von flexiblen Elektrolyseuren in Deutschland steht.



[greenpeace.de](https://www.greenpeace.de)