

ENDBERICHT

ERFORDERLICHKEIT UND GEEIGNETHEIT VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

ÖKONOMISCHE ANALYSE UND VERGLEICH MIT EINER ZUKUNFTSFÄHIGEN ABSICHERUNGSPFLICHT

Studie im Auftrag von

BNE Bundesverband neue Energiewirtschaft e. V., DIHK Deutsche Industrie- und
Handelskammer, EEX European Energy Exchange AG,
VEA Bundesverband der Energie-Abnehmer e. V.

Hintergrundkapitel

1Komma5° GmbH, ASG Energie AG, ECO STOR GmbH, Enerparc AG, EWS Schönau eG,
Lichtblick SE, Octopus Energy Germany GmbH, Remmers Solar GmbH,
Wattmanufactur GmbH, Wattner AG

Stand 17. April 2026

ERFORDERLICHKEIT UND GEEIGNETHEIT VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN ALS LETZTES MITTEL

ÖKONOMISCHE ANALYSE UND VERGLEICH MIT EINER ZUKUNFTSFÄHIGEN ABSICHERUNGSPFLICHT

Endbericht,
Stand 17. April 2026

Connect Energy Economics GmbH

Mühlenstraße 8a
14167 Berlin

Ansprechpartner: Dr. Marco Nicolosi
kontakt@connect-ee.com

www.connect-ee.com

Auftraggeber der Studie:



Hintergrundkapitel



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	IV
Executive Summary	VI
1 Einleitung und Motivation	1
2 Anforderungen des EU-Rechtsrahmens	3
2.1 Die Strombinnenmarktverordnung	4
2.2 Die Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL).....	6
2.3 Das Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)	7
2.4 Zusammenspiel der Regelungsebenen und methodische Grundlagen	7
3 Hintergrund: Ökonomische Grundsätze von Versorgungssicherheit und Wohlstand	9
3.1 Techno-ökonomische Eigenschaften des Stromsystems und die Rolle des technologischen Fortschritts	9
3.2 Versorgungssicherheit in zentral geplanten und in marktwirtschaftlich organisierten Systemen	11
4 Übersicht der Kapazitätsmechanismen	19
4.1 Die Kraftwerksstrategie	19
4.2 Das CISAF-Zielmodell	22
4.3 Die Absicherungspflicht	26
5 Die Modellierung der Versorgungssicherheit	34
5.1 Der Zuverlässigkeitsstandard	34
5.1.1 Der Value of Lost Load – VOLL.....	36
5.1.2 Cost of New Entry - CONE.....	40
5.1.3 Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards	47
5.1.4 Die mildere und zielgenauere Alternative	50
5.1.5 Fazit der Diskussion des Zuverlässigkeitsstandards	54
5.2 European Resource Adequacy Assessment und Versorgungssicherheitsbericht.....	54
5.2.1 Zentrale Annahmen und Ergebnisse	55

5.2.2	Beschränkung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken	62
5.2.2.1	Explizite Preisobergrenzen	62
5.2.2.2	Hurdle-Rate-Aufschläge	63
5.2.2.3	Einnahmen-Caps.....	66
5.2.2.4	Vernachlässigung des Terminmarkts	68
5.2.2.5	Zwischenfazit zur Methodik.....	69
5.2.3	Zentrale Planung untergräbt technologischen Fortschritt	70
5.2.4	Die Inputannahmen kreieren eine selbsterfüllende Prophezeiung	74
5.2.4.1	Explizite Lastflexibilität	75
5.2.4.2	Implizite Lastflexibilität	82
5.2.5	Zwischenfazit: Modellierung der Versorgungssicherheit	89
6	Ökonomische und methodische Diskussion der beihilferechtlichen Kriterien vor dem Hintergrund der Absicherungspflicht als Alternative	92
6.1	Erforderlichkeit.....	92
6.2	Geeignetheit.....	102
6.3	Beihilfefähigkeit.....	103
6.4	Öffentliche Konsultation	105
6.5	Angemessenheit.....	107
6.6	Vermeidung Übermäßiger negativer Auswirkungen auf Handel sowie Abwägungsprüfung.....	111
7	Zusammenfassung und Fazit.....	122
	Literaturverzeichnis.....	131

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht des EU-Rechtsrahmens	3
Abbildung 2: Beschaffungsmöglichkeiten in der Absicherungspflicht	29
Abbildung 3: VOLL-Vergleich nordeuropäische Länder.....	37
Abbildung 4: Illustrative nachfrageseitige Merit-Order.....	39
Abbildung 5: CONE-Vergleich europäischer Länder	42
Abbildung 6: Kostenentwicklung von Gaskraftwerken in den USA	43

Abbildung 7: Kostenentwicklung von Batteriespeichern44

Abbildung 8: Entwicklung der Batteriekapazität in Deutschland45

Abbildung 9: Entwicklung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Deutschland46

Abbildung 10: CONE und LOLE der Referenztechnologien47

Abbildung 11: Residuale Potenzial der Referenztechnologie nach Stützjahren48

Abbildung 12: Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards48

Abbildung 13: Nachfrageprognosen in ERAA 2024 und ERAA 2025.....56

Abbildung 14: Anpassung der Nachfrageprognosen ERAA 2025 vs. ERAA 202457

Abbildung 15: Veränderung der Spitzenlast ERAA 2025 vs. 202459

Abbildung 16: Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit ERAA 2024 vs. 2025...61

Abbildung 17: Szenariovergleich der Batterie-Großspeicher70

Abbildung 18: Kostenentwicklung von Batterie-Großspeichern72

Abbildung 19: Ländervergleich des expliziten Lastflexibilitätpotenzials.....76

Abbildung 20: Anteil des Lastflexibilitätpotenzial an der Spitzenlast77

Abbildung 21: Die Rolle der Preiselastizität für Deckungsbeiträge79

Abbildung 22: Fähigkeit der Lastflexibilität zur Preissetzung80

Abbildung 23: Abrufhäufigkeit der expliziten Lastflexibilität.....81

Abbildung 24: Übersichtsdiagramm der Nachfrageflexibilität im ERAA 202582

Abbildung 25: Ländervergleich von Heimspeichern im Strommarkt84

Abbildung 26: Ländervergleich preissensitiver Heimspeicher als implizite
Lastflexibilität85

Abbildung 27: Anteil preissensitiver Elektroautos in Deutschland.....86

Abbildung 28: Ländervergleich preissensitiver Wärmepumpen88

Abbildung 29: Ungenutztes deutsches Flexibilitätpotenzial im ERAA 202589

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BESS	Battery Energy Storage System
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CfD	Contract for Difference (Differenzkontrakt)
CISAF	Clean Industrial Deal State Aid Framework
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CONE	Cost of New Entry
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EMOB	Elektromobilität
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ETS	Emissionshandelssystem
EU-KOM	Europäische Kommission
EUR/MWa	Annuitätische Fixkosten pro Megawatt
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GUD	Gas-und-Dampf-Kraftwerk
GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
KUEBLL	Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien

kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWS	Kraftwerksstrategie
LOLE	Loss of Load Expectation
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OTC	Over the counter
PPA	Power Purchase Agreement
PtH	Power-to-Heat
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency
t	Tag
RT	Referenztechnologie
TWh	Terawattstunde
VOLL	Value of Lost Load
WACC	Weighted Average Cost of Capital
ZS	Zuverlässigkeitsstandard

Disclaimer

Diese Studie dient als Beitrag zur aktuellen Diskussion über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Sie soll nicht als persönliche Kritik der an der Diskussion beteiligten Stakeholder verstanden werden, sondern vielmehr zur gemeinsamen Suche nach den besten Lösungen beitragen. Wir gehen davon aus, dass alle Beteiligten die bestmöglichen Absichten haben, und hoffen, dass diese Studie zu einem besseren Verständnis und fundierteren Entscheidungen beitragen kann.

ERFORDERLICHKEIT UND GEEIGNETHEIT VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Executive Summary

Das Bundeswirtschaftsministerium erarbeitet derzeit eine Kraftwerksstrategie und will zudem einen umfassenden Kapazitätsfördermechanismus einführen. Beide Maßnahmen sollen künftig die Versorgungssicherheit im Stromsystem gewährleisten. Die sichere Stromversorgung ist eine wichtige Voraussetzung für das gesellschaftliche Vertrauen in politische Entscheidungsträger und Institutionen. Sie ist auch die Voraussetzung für einen erfolgreichen Wirtschaftsstandort.

Fraglich ist jedoch, ob sich dieses wichtige Ziel effektiv und effizient durch einen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen oder durch staatliche Planung erreichen lässt. Oder anders ausgedrückt: Ob Unternehmen Entscheidungen darüber treffen, wie sie ihre Lieferungen absichern oder ob der Staat in Form einer zentralen Planung tief in das Marktgeschehen eingreift, indem er Mengenvorgaben macht und Technologienentscheidungen trifft. Damit steht diese Frage exemplarisch für die Debatte, wie viel staatliches Mikromanagement und staatliche Eingriffe in der sozialen Marktwirtschaft sinnvoll sind.

Zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen widersprechen Ordnungspolitik

Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis: Ein solch tiefer staatlicher Eingriff ist weder erforderlich noch geeignet. Diese Einschätzung basiert auf den erheblichen ökonomischen, regulatorischen und umweltpolitischen Risiken von Kapazitätsfördermechanismen. Aufgrund des hohen Detaillierungsgrads bei der Ausgestaltung solcher Maßnahmen unterliegen sie zwangsläufig erheblicher Einflussnahme einzelner Akteure auf regulatorische Entscheidungen (Regulatory-Capture) mit dem Ziel der individuellen Maximierung staatlicher Risikoübernahme durch Förderungen (Rent-Seeking). Hintergrund sind erhebliche Informationsasymmetrien zwischen der öffentlichen Hand und Investoren. Die Folge sind signifikante Kostenrisiken, Schwächung von

Innovationsanreizen und langfristige Pfadabhängigkeiten. Mit diesem nächsten Schritt auf der regulatorischen Rutschbahn gleitet der Strommarkt noch weiter Richtung planwirtschaftlicher Ausgestaltung. Dies führt zu höheren Kosten für die Verbraucher und bremst aufgrund der Einführung einer Kapazitätsumlage die Elektrifizierung.

Aus diesem Grund empfiehlt das Gutachten, den Strommarkt nicht noch weiter durch Kapazitätsfördermechanismen zu schwächen, sondern ihn stattdessen durch eine effektive Absicherungspflicht zu stärken: Sie ermöglicht einen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen; vergleichbar mit einer Kfz-Haftpflichtversicherung. Die Absicherungspflicht ist für den Strommarkt das, was die Kfz-Haftpflicht für den Straßenverkehr ist: eine ordnungspolitische Pflicht zur eigenverantwortlichen Vorsorge, damit Risiken nicht auf Dritte oder die Allgemeinheit abgewälzt werden. Die Absicherungspflicht sorgt als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus für technologie- und innovationsoffenen Wettbewerb, weil es den Lieferanten freigestellt bleibt, wie sie ihre Kunden absichern. Wirtschaft und Gesellschaft profitieren in Form einer gesteigerten Kosteneffizienz.

Die Bewertungskriterien für die Erforderlichkeit von Kapazitätsfördermechanismen haben eine planwirtschaftliche Logik

Die europäischen Vorgaben für zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen erfordern den Nachweis eines nicht anders lösbaren Problems. Von zentraler Bedeutung für diesen Nachweis sind der so genannte Zuverlässigkeitsstandard und das European Resource Adequacy Assessment (ERAA), bzw. der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA.

Die Berechnung des „Zuverlässigkeitsstandards“ basiert auf nicht mehr zeitgemäßen Methoden aus der Zeit vor der Strommarktliberalisierung. Durchschnittliche Kennzahlen und festgelegte Referenztechnologien, die für die staatliche Planung zwingende Voraussetzung sind, können die große Bandbreite der technischen und wirtschaftlichen Lösungsmöglichkeiten nicht abbilden. Belege dafür sind die Abweichung länderspezifischer Werte um ein Vielfaches:

- Der Value of Lost Load (VOLL) basiert u.a. auf einer grundsätzlich ungeeigneten Berechnung einer durchschnittsbasierten Zahlungsbereitschaft für die Vermeidung von Lastabwurf, die sich in benachbarten Ländern um fast den Faktor 10 unterscheidet.
- Der Cost of New Entry (CONE) legt administrativ eine Referenztechnologie fest, die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Die Kostenannahmen allein für Gasturbinen unterscheiden sich in Deutschland und Polen um mehr als

den Faktor 2. Die Kostenannahmen zwischen verschiedenen infrage kommenden Technologien unterscheidet sich um mehr als den Faktor 56.

Diese Beispiele zeigen die erheblichen Kostenrisiken für Wirtschaft und Gesellschaft. Auch der Versuch des Nachweises einer Erforderlichkeit durch das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) und den Versorgungssicherheitsbericht gelingt nicht. Stattdessen dienen die Modellierungen als Fallbeispiel dafür, weswegen staatliche Planungsansätze mit erheblichen Kostenrisiken und Marktverzerrungen einhergehen.

Neben methodischen Mängeln (u.a. explizite Preisobergrenzen, verzerrende Annahmen über Investitionsanforderungen in Gaskraftwerke und die Vernachlässigung des Terminmarkts als wesentliches Instrument der Risikoabsicherung) sind insbesondere die verwendeten Annahmen zur Lastflexibilität kritisch zu sehen. Für Batteriespeicher, explizite Lastflexibilität durch Industrie und Gewerbe, sowie die implizite Lastflexibilität durch Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen gehen die Annahmen teilweise sehr deutlich an der Realität vorbei, wie folgende Beispiele zeigen:

- **EXPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT DURCH INDUSTRIE UND GEWERBE/HANDEL/DIENSTLEISTUNGEN:** Für Deutschland werden nur 1,9 % der Spitzenlast im Jahr 2035 als flexibel angenommen. Der entsprechende Wert für UK beträgt dagegen 16,7 % und für Schweden 31 %.
- **HEIMSPEICHER:** Es wird angenommen, dass im Jahr 2028 lediglich 3 % und im Jahr 2035 lediglich 24 % der Heimspeicherkapazität auf Preise reagieren. Das bedeutet, dass 22 GW im Jahr 2028 und 36,3 GW im Jahr 2035 sich nicht am Marktpreis orientieren.
- **ELEKTROAUTOS:** Laut den Annahmen im ERAA-Modell reagieren lediglich 19 % der Ladevorgänge im Jahr 2028 und 31 % der Ladevorgänge im Jahr 2035 auf Strompreise, selbst bei hohen Preisspitzen.
- **WÄRMEPUMPEN:** Laut den Annahmen im ERAA-Modell reagieren im Jahr 2028 in Deutschland lediglich 3 % der Wärmepumpen auf Strompreise und im Jahr 2035 lediglich 24 %. Die entsprechenden Werte für die Schweiz liegen bei 62 % im Jahr 2028 und 73 % im Jahr 2035.

Im Ergebnis führt die Modellogik zu einer selbsterfüllenden Prophezeiung. Das Beispiel des ERAA zeigt, dass zentrale Planungsprozesse innovative Entwicklungen nicht erfassen können und sie schlimmstenfalls verdrängen, woraus erhebliche Kostenrisiken erwachsen. Beispielsweise liegt die Annahme für Investitionskosten in Batteriespeicher im ERAA-Modell im Jahr 2028 um mehr

als den Faktor zwei über den realen Investitionskosten im Jahr 2025. Die Vernachlässigung grundlegender marktwirtschaftlicher Wechselwirkungen im Modell führt zu einem Scheinnachweis, der zwar formal einen administrativen Prozess bedient, aber reale Wirkungszusammenhänge und Entwicklungen vernachlässigt. Ein Nachweis für die Erforderlichkeit tiefer staatlicher Eingriffe kann nicht auf Basis einer Modellierung gerechtfertigt werden, die einerseits Risiken überbetont und andererseits die Lösungsmöglichkeiten durch eine Vielzahl methodischer Vorgaben und Inputannahmen verdrängt.

Mit Blick auf die Annahmen über die Verfügbarkeit von Lastflexibilität wird deutlich, dass diese Potenziale durch Marktreformen für eine sichere und effiziente Stromversorgung nutzbar gemacht werden können. Dadurch würden gleichzeitig bestehende Marktunvollkommenheiten abgebaut. Denn in angebotsbeschränkten Märkten setzt die Nachfrageflexibilität regelmäßig die Preise. Entsprechend des sog. Peak-Load-Pricing-Modells können Kraftwerke in Zeiten hoher Nachfrage über die entsprechenden Preise am Spot- und Terminmarkt Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer Investitionskosten erwirtschaften. Dadurch stellt sich ein dynamisches Marktgleichgewicht zwischen einer Ausweitung der Nachfrageflexibilität und Investitionen in steuerbare Kapazitäten ein. Die Absicherungspflicht gewährleistet dieses dynamische Marktgleichgewicht, indem sie alle Potenziale für die Absicherung der Stromversorgung einbezieht.

Weder die Kraftwerksstrategie noch der umfassende Kapazitätsfördermechanismus erfüllen die beihilferechtlichen Anforderungen

Die Analyse gelangt zu dem Ergebnis, dass Kraftwerksstrategie und umfassender Kapazitätsfördermechanismus die Anforderungen des europäischen Beihilferechts in zentralen Punkten nicht erfüllen. Dies betrifft insbesondere die Kriterien Erforderlichkeit, Geeignetheit, Angemessenheit, Technologieoffenheit, Wettbewerbsneutralität und Umweltverträglichkeit.

Wenn bereits der Nachweis einer relevanten Versorgungslücke methodisch nicht belastbar ist, kann auch die Erforderlichkeit des Eingriffs nicht überzeugend belegt werden. Hinzu kommt, dass mit der effektiven Absicherungspflicht eine mildere und zielgenauere Alternative verfügbar ist. Dies erschwert es zusätzlich, einen stärker verzerrenden Kapazitätsfördermechanismus beihilferechtlich zu rechtfertigen.

Besonders kritisch ist außerdem, dass flexible Nachfrage, Speicher und grenzüberschreitende Beteiligung in der Kraftwerksstrategie ausgeschlossen bzw. benachteiligt werden. Damit gerät der Ansatz in ein Spannungsverhältnis

zu den Anforderungen eines technologieoffenen und integrierten europäischen Strombinnenmarkts und der europäischen Umwelt- und Klimaziele. Dieses Spannungsverhältnis übersetzt sich in eine erhebliche Rechtsunsicherheit.

Kapazitätsfördermechanismen steigern die Kosten des Stromsystems, führen zu Verteilungskonflikten und verdrängen Innovationen durch langfristige Pfadabhängigkeiten

Marktwirtschaftlicher Wettbewerb ist aufgrund des Innovationswettbewerbs dem Charakter nach ein Positivsummenspiel. Indem technologische Fortschritte und verursachergerechte Anreize die Kosteneffizienz des Stromsystems steigern, profitieren Wirtschaft und Gesellschaft in Form niedrigerer Preise. Das beste Angebot setzt sich durch, der höchste Nutzen wird realisiert.

Zentrale Planungsansätze legen die Kosten hingegen viele Jahre früher fest und sozialisieren sie per Umlage. Die Kosten können dadurch nicht mehr durch innovative Angebote oder effizientes bzw. flexibles Verbrauchsverhalten gesenkt, sondern nur noch verteilt werden. Dem Charakter nach gleicht dieses System einem Nullsummenspiel. Dadurch entstehen politökonomische Fehlanreize, u. a.:

- Zwischen Zahlungsempfängern und Rechnungsempfängern entstehen politische Verteilungskämpfe
- Zwischen den möglichen Profiteuren entsteht ein Wettbewerb um Förderung (Rent-Seeking), der eine kosteneffiziente Ausgestaltung erschwert
- Zwischen den Verbrauchergruppen entsteht ein Wettbewerb um Ausnahmen und Erleichterungen, mit Risiken für den Bundeshaushalt
- Im Wettbewerb zwischen den Energieträgern hemmt die Kapazitätsumlage eine Ausweitung der Elektrifizierung und wirkt damit den Umwelt- und Klimazielen entgegen, zugunsten einer verstetigten Importabhängigkeit fossiler Brennstoffe.

Diese politökonomischen Fehlanreize ersetzen marktwirtschaftlichen Kostendruck durch staatliche Verteilungs- und Finanzierungspräferenzen. Das führt zu signifikanten Kostenrisiken, gesellschaftlichen Verteilungskämpfen und langfristigen Pfadabhängigkeiten, die sinnvollen Reformen entgegenwirken.

Diese fatale Logik zeigte sich zuletzt in der Kapazitätsauktion im US-amerikanischen PJM-Kapazitätsmarkt. Die Unsicherheiten über Nachfrageprognosen und Kraftwerkskosten führten zu einer Unterdeckung in Höhe von 6,6 GW und massiven Preissteigerungen in der zentralen Kapazitätsauktion. Die entsprechende Kapazitätsumlage beträgt

voraussichtlich 3,4 USD-ct/kWh. Aufgrund der annahmengengetriebenen Kostenrisiken werden die Auktionen mit mehrjährigem Vorlauf voraussichtlich abgeschafft. Entsprechend der regulatorischen Rutschbahn drohen tiefere Markteingriffe an ihre Stelle zu treten.

Fazit: Verursachergerechtigkeit ist der Schlüssel für Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit

Anstatt Kapazitäten herbeizufördern, ließe sich Versorgungssicherheit durch eine effektive Absicherungspflicht effizient gewährleisten: Stromlieferanten sichern die vertraglich eingegangenen Stromlieferungen gegenüber ihren Kunden ab. Die effektive Absicherungspflicht verankert somit die technologie- und innovationsoffene Absicherung von freiwillig eingegangenen Lieferverpflichtungen bei den Akteuren, die sie bewirtschaften können. Dadurch stärkt die Absicherungspflicht das Preissystem als zentrales Koordinationsinstrument und integriert Terminmärkte, Eigenerzeugung, Lastflexibilität, Speicher, dezentrale Ressourcen und innovative Technologien in einen offenen Wettbewerbsprozess. Dadurch entstehen kontinuierliche, verursachergerechte Anreize, Versorgungssicherheit effizient zu organisieren und innovative Lösungen schnell in den Markt zu integrieren.

1 Einleitung und Motivation

Derzeit erarbeitet das Bundeswirtschaftsministerium eine Kraftwerksstrategie (KWS) und einen umfassenden Kapazitätsfördermechanismus. Beide Maßnahmen zielen auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ab. Die sichere Stromversorgung ist eine wichtige Voraussetzung für das gesellschaftliche Vertrauen in politische Entscheidungsträger und Institutionen sowie die Voraussetzung für einen erfolgreichen Wirtschaftsstandort.

Fraglich ist jedoch, ob sich dieses wichtige Ziel effektiv und effizient durch einen marktwirtschaftlichen Ordnungsrahmen oder durch staatliche Planung erreichen lässt. Oder anders ausgedrückt: Ob die Unternehmen Entscheidungen darüber treffen, wie sie ihre Lieferungen absichern oder ob der Staat in Form einer zentralen Planung tief in das Marktgeschehen eingreift, indem er Mengenvorgaben macht und Technologienentscheidungen trifft. Damit steht diese Frage exemplarisch für die Debatte, wie viel staatliches Mikromanagement und staatliche Eingriffe in der sozialen Marktwirtschaft sinnvoll sind.

Da staatliche Eingriffe die Funktionsweise von Strommärkten erheblich beeinflussen, sind sie im europäischen Kontext an beihilferechtliche Voraussetzungen geknüpft. Vor diesem Hintergrund wurde die Connect Energy Economics

DIE ANALYSE HINTERFRAGT NICHT DEN BEDARF VON GASKRAFTWERKEN, SONDERN OB DIE FÖRDERUNG VON KAPAZITÄTEN DER EFFEKTIVE UND EFFIZIENTE WEG IST, VERSORGUNGS-SICHERHEIT ZU GEWÄHRLEISTEN.

GmbH von einer Gruppe von Auftraggebern beauftragt, diese Anforderungen aus ökonomischer Perspektive zu analysieren. Bei der Analyse geht es nicht darum, den Bedarf für Gaskraftwerke zu hinterfragen, sondern darum, ob eine Förderung von Kapazitäten ein effektiver und effizienter Weg zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit darstellt, der beihilferechtlich genehmigungsfähig ist. Das vorliegende Gutachten ist kein Rechtsgutachten. Im Mittelpunkt steht vielmehr die Frage, ob die Erforderlichkeit eines Kapazitätsfördermechanismus durch die vorliegenden Nachweise ökonomisch hinreichend begründet ist und ob die beihilferechtlichen Kriterien im Lichte ihrer tatsächlichen Marktwirkungen erfüllt werden. Als Referenzrahmen dient dabei die effektive Absicherungspflicht: ein milderer und zielgenauerer marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus, der Versorgungssicherheit gewährleisten kann, ohne die Koordinationsfunktion von Märkten zu ersetzen, und damit besser mit den zugrunde liegenden Zielen des europäischen Beihilferechts vereinbar ist.

Im anschließenden Kapitel 2 stellen wir die europarechtlichen Voraussetzungen für die Einführung von Kapazitätsfördermechanismen vor. In Kapitel 3 diskutieren wir im Rahmen eines Hintergrundkapitels die zugrundeliegenden ökonomischen Prinzipien für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und das Entstehen von Wohlstand. Kapitel 4 stellt die derzeit diskutierten Kapazitätsmechanismen vor. In Kapitel 5 analysieren wir den Modellierungsansatz, der für die Erforderlichkeit von Kapazitätsfördermechanismen genutzt wird, inklusive der Wirkungsweise kritischer Annahmen. Kapitel 6 diskutiert die beihilferechtlichen Kriterien aus einer ökonomischen Perspektive und mit der Absicherungspflicht als milderen und zielgenaueren Alternative. Schließlich fassen wir die Erkenntnisse des Gutachtens in Kapitel 7 zusammen und ziehen ein Fazit.

2 Anforderungen des EU-Rechtsrahmens

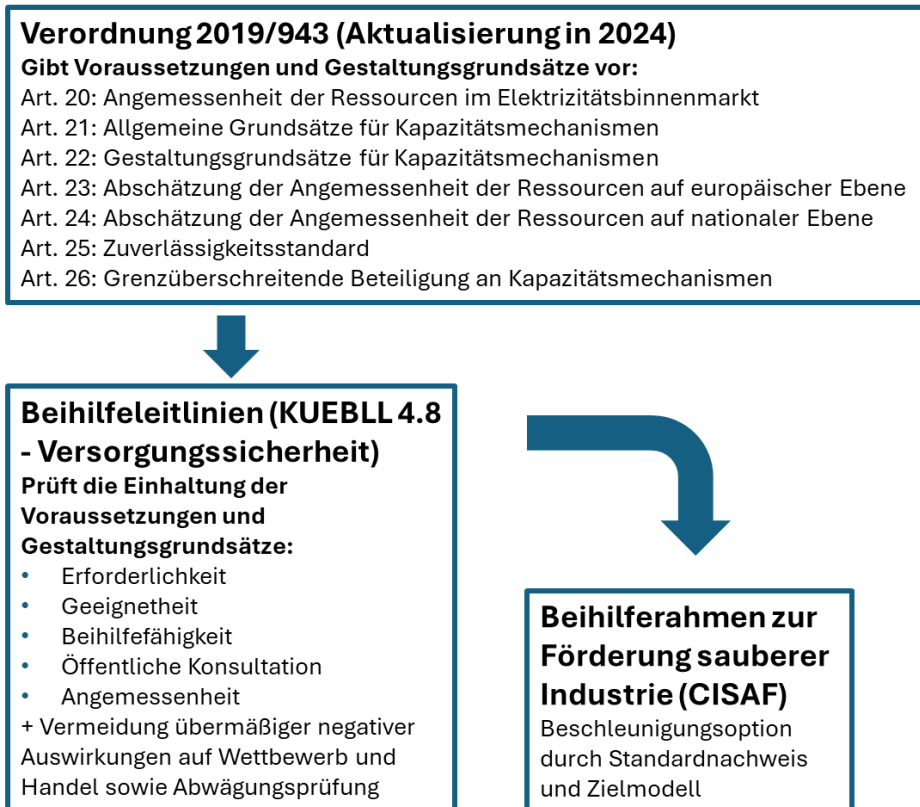
KEINE POLITISCHE VERHANDLUNG

Der EU-Rechtsrahmen soll eindeutige und verifizierbare Kriterien für die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsfördermechanismen liefern.

Die Einführung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen in der Europäischen Union unterliegt einem mehrschichtigen Regelungsrahmen. Drei Regelungsebenen sind für die vorliegende Untersuchung maßgeblich: die in 2024 reformierte europäische Strombinnenmarktverordnung 2019/943 (Verordnung) als primärrechtlicher Rahmen, die Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien

(KUEBLL) als beihilferechtlicher Prüfungsmaßstab sowie das Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) als jüngster Beihilferahmen der Kommission. Marktwirtschaftliche Kapazitätsmechanismen, wie die effektive Absicherungspflicht, erfordern nach Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestags hingegen keine beihilferechtliche Genehmigung. Das vorliegende Kapitel systematisiert diese Regelungsebenen und ihre wesentlichen Anforderungen als Prüfungsmaßstab für die Bewertung der Kraftwerksstrategie und des umfassenden Kapazitätsfördermechanismus in Kapitel 6. Abbildung 1 illustriert den beihilferechtlichen Rechtsrahmen.

Abbildung 1: Übersicht des EU-Rechtsrahmens



Quelle: Eigene Darstellung.

2.1 DIE STROMBINNENMARKTVERORDNUNG

In der Strombinnenmarktverordnung werden die Rahmenbedingungen für die Einführung und Ausgestaltung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen gesetzt. Das Vorgehen zur Angemessenheit von Ressourcen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird in Art. 20 der Verordnung definiert. Bei Bedenken zur Angemessenheit von Ressourcen, gibt Art. 20:

- Abs. 2 vor, dass der betroffene Mitgliedsstaat „alle regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen, die zum Entstehen der Bedenken beitragen oder diese Bedenken verursacht haben“ ermitteln und nach
- Abs. 3 anhand eines Umsetzungsplans „mit einem Zeitplan für die Verabschiedung von Maßnahmen zur **Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen**“ entwickeln und veröffentlichen soll. Dabei sollen u. a. die folgenden Maßnahmen berücksichtigt werden:
 - a) die Beseitigung regulatorischer Verzerrungen;
 - b) die Aufhebung von Preisobergrenzen; [...]
 - e) die Ermöglichung von Eigenerzeugung, Energiespeicherung, Laststeuerungsmaßnahmen und Energieeffizienz durch den Erlass von Maßnahmen zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Hindernisse; [...]
 - g) die Abschaffung regulierter Preise.

In Art. 21 der Verordnung werden die Grundsätze für Kapazitätsfördermechanismen aufgeführt. In Abs. 3 der Verordnung wird vorgegeben, dass Mitgliedsstaaten **zunächst prüfen sollen, ob die Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen mit einer strategischen Reserve angegangen werden können**. Erst, wenn diese Prüfung negativ ausfällt, kann eine andere Art von Kapazitätsfördermechanismus eingesetzt werden.

Laut Art. 21 Abs. 4 dürfen Mitgliedsstaaten keine Kapazitätsfördermechanismen einführen, wenn keine Bedenken bezüglich der Angemessenheit der Ressourcen ermittelt wurden. Nach Abs. 21. Abs 8 werden Kapazitätsfördermechanismen „von der Kommission für einen Zeitraum von höchstens zehn Jahren genehmigt.“

Nach den Gestaltungsgrundsätzen gilt für Kapazitätsfördermechanismen in Art 22 Abs. 1:

- b) Kapazitätsfördermechanismen „dürfen **keine unnötigen Marktverzerrungen herbeiführen** und den zonenübergreifenden Handel nicht beschränken,
- c) dürfen **nicht über das hinausgehen, was** zum Angehen der in Artikel 20 genannten Bedenken **bezüglich der Angemessenheit erforderlich ist,**
- d) müssen die Kapazitätsanbieter einem **transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahren** auswählen,
- e) müssen Anreize für Kapazitätsanbieter bieten, damit die Kapazitätsanbieter in Zeiten voraussichtlich hoher Systembelastung zur Verfügung stehen,
- f) müssen vorsehen, dass die Vergütung nach einem wettbewerblichen Verfahren bestimmt wird,
- g) müssen die technischen Voraussetzungen für die Beteiligung von Kapazitätsanbietern im Vorfeld des Auswahlverfahrens vorsehen,
- h) müssen **allen Ressourcen, die die erforderliche technische Leistung erbringen können, offenstehen, einschließlich Energiespeicherung und Laststeuerung,**
- i) müssen vorsehen, dass Kapazitätsanbieter, die bei hoher Systembelastung nicht zur Verfügung stehen, angemessene Sanktionen auferlegt werden.“

Ergänzend gilt nach Art. 22 Abs. 3:

- b), dass Kapazitätsfördermechanismen „vorsehen, dass den beteiligten Ressourcen nur ihre Verfügbarkeit vergütet wird und dass Entscheidungen des Kapazitätsanbieters über die Erzeugung durch die Vergütung nicht beeinflusst werden,
- c) [...], dass die **Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.**“

Die Vorgaben zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene wird in Artikel 23 und zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene wird in Artikel 24 dargelegt. Die spezifischen und grundsätzlichen Bedenken zum Vorgehen zum Nachweis der Erforderlichkeit und zu den Zuverlässigkeitsstandards aus Art. 25, diskutieren wir ausführlich in Abschnitt 5.1. Art. 26 der Verordnung **schreibt die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsfördermechanismen vor.**

2.2 DIE KLIMA-, UMWELTSCHUTZ- UND ENERGIEBEIHILFELEITLINIEN (KUEBLL)

Die Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL, 2022) der Europäischen Kommission konkretisieren die beihilferechtliche Prüfung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen in Abschnitt 4.8. Da Kapazitätzahlungen staatliche Beihilfen im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen, müssen sie die Vereinbarkeitskriterien der KUEBLL erfüllen, um von der Kommission genehmigt zu werden. Wir stellen an dieser Stelle nur eine grundsätzliche Übersicht der Anforderung dar, weil in Kapitel 6 eine ökonomische Analyse anhand der konkreten Kriterien folgt. Die KUEBLL strukturieren die Vereinbarkeitsprüfung in zwei Hauptkategorien:

Minimierung der Verzerrung von Wettbewerb und Handel

Diese erste Kategorie umfasst die folgenden Einzelkriterien:

- Die **ERFORDERLICHKEIT** verlangt den Nachweis eines konkreten Versorgungssicherheitsproblems, das der Markt allein nicht lösen kann.
- Die **GEEIGNETHEIT** fordert, dass der gewählte Mechanismus das identifizierte Problem tatsächlich adressiert.
- Die **BEIHILFEFÄHIGKEIT** stellt sicher, dass nur solche Kapazitäten gefördert werden, die zur Lösung des Problems beitragen.
- Die **ÖFFENTLICHE KONSULTATION** verpflichtet den Mitgliedstaat zu einem transparenten Konsultationsverfahren.
- Die **ANGEMESSENHEIT** schließlich verlangt, dass die Vergütung auf das zur Zielerreichung erforderliche Maß beschränkt bleibt, vorzugsweise durch wettbewerbliche Vergabeverfahren.

Vermeidung übermäßiger negativer Auswirkungen auf Handel und Wettbewerb

Die zweite Kategorie umfasst eine Abwägungsprüfung u. a. mit den folgenden Dimensionen:

- das **effiziente Funktionieren des Marktes** muss gewährleistet bleiben,
- ein effizienter Betrieb und **wirksame Preissignale müssen erhalten bleiben,**
- es dürfen keine Anreize für eine Energieerzeugung geschaffen werden, durch die **weniger umweltschädliche Energieformen verdrängt** werden.

Es wird zudem die Verursachergerechtigkeit betont, indem **die Kosten von denjenigen Marktteilnehmern getragen werden, die zu ihrer Erforderlichkeit**

beitragen. Darüber hinaus werden **Auswirkungen auf Umweltziele und Marktmacht** berücksichtigt.

2.3 DAS CLEAN INDUSTRIAL DEAL STATE AID FRAMEWORK (CISAF)

Am 25. Juni 2025 hat die Europäische Kommission das Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) verabschiedet. Der CISAF ergänzt die KUEBLL und gilt bis zum 31. Dezember 2030. Sein übergeordnetes Ziel ist es, beihilferechtliche Genehmigungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen.

Für Kapazitätsfördermechanismen definiert der CISAF in Anhang I einen Kriterienkatalog für zwei Zielmodelle: eine strategische Reserve außerhalb des Marktes und einen marktweiten Zentralbeschaffungsmechanismus. Erfüllt ein Kapazitätsfördermechanismus alle Kriterien eines dieser Zielmodelle sowie die Anforderungen der Art. 20–26 der Strombinnenmarktverordnung, soll die beihilferechtliche Genehmigung durch die Kommission binnen zwei Monaten erfolgen können. Die Förderung ist auf maximal zehn Jahre befristet.

Entspricht ein Kapazitätsfördermechanismus nicht den Zielmodellen des CISAF, bleibt eine Genehmigung nach den KUEBLL möglich. In diesem Fall ist jedoch mit einem deutlich längeren Genehmigungsverfahren zu rechnen, das mehrere Monate bis Jahre in Anspruch nehmen kann.

Wir gehen aufgrund einer Vielzahl von Abweichungen nicht davon aus, dass die KWS nach den CISAF-Kriterien genehmigungsfähig ist. Deswegen orientieren wir uns in Abschnitt 6 vor allem an den KUEBLL-Kriterien. Jedoch orientiert sich die aktuelle Debatte um einen zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus ab 2032 stark an den CISAF-Kriterien. Aus diesem Grund stellen wir in Abschnitt 4.2 das CISAF-Zielmodell dar.

2.4 ZUSAMMENSPIEL DER REGELUNGSEBENEN UND METHODISCHE GRUNDLAGEN

Die drei Regelungsebenen greifen ineinander: Die Strombinnenmarktverordnung setzt den primärrechtlichen Rahmen und formuliert die materiellen Grundanforderungen. Die KUEBLL konkretisieren diese Anforderungen im beihilferechtlichen Genehmigungsverfahren. Der CISAF bietet Mitgliedstaaten, die sich an seine Zielmodelle halten, einen beschleunigten Genehmigungsweg; andernfalls verbleibt die Prüfung im Rahmen der KUEBLL.

Allen drei Ebenen gemeinsam ist die Abhängigkeit von einer quantitativen Bewertungsmethodik, die auf der ACER-Entscheidung 23-2020 basiert. Diese Methodik bestimmt drei zentrale Kennzahlen: Der Value of Lost Load (VOLL) beziffert die volkswirtschaftlichen Kosten eines Lastabwurfs. Der Cost of New Entry (CONE) bildet die Kosten des Markteintritts einer Referenztechnologie ab. Der Zuverlässigkeitsstandard (Reliability Standard), in der Regel ausgedrückt als Loss of Load Expectation (LOLE), definiert die akzeptable Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen.

Wenn die Modellierung des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) oder des Versorgungssicherheitsberichts der BNetzA eine Verletzung des Zuverlässigkeitsstandards nachweist, kann die Erforderlichkeit eines Kapazitätsfördermechanismus nachgewiesen werden und ggf. dessen Umfang und technologischen Bewertungskriterien (Deratingfaktoren) abgeleitet werden. Die Bedeutung und Belastbarkeit dieser Methodik diskutieren wir ausführlich in Kapitel 5.

3 Hintergrund: Ökonomische Grundsätze von Versorgungssicherheit und Wohlstand

EINE SICHERE STROM- VERSORGUNG IM EINKLANG MIT WOHLSTAND

Ökonomische Grundsätze

ermöglichen eine sichere und effiziente Stromversorgung.

Die sichere Versorgung mit Strom ist wichtig für das Vertrauen der Bevölkerung in die Entscheidungsträger und Institutionen, den gesellschaftlichen Wohlstand und die Akzeptanz der Transformation des Stromsystems hin zu einer nachhaltigen und klimaneutralen Stromversorgung.

Wir bereiten in diesem Kapitel eine Auswahl ökonomischer Grundsätze auf, um die Diskussion und Bewertung der Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Kapitel 6 zu informieren. Dabei legen wir besonderen Wert auf die Effektivität der Maßnahmen und ihre Wirkung auf den Wohlstand und auf ihre Umweltauswirkungen.¹

3.1 TECHNO-ÖKONOMISCHE EIGENSCHAFTEN DES STROMSYSTEMS UND DIE ROLLE DES TECHNOLOGISCHEN FORTSCHRITTS

Die Stromversorgung zeichnet sich durch eine Reihe spezifischer Eigenschaften des Produktes „Strom“ aus. Traditionell sind vor allem die folgenden techno-ökonomischen Besonderheiten für die Organisation des Stromsystems entscheidend:

- Eingeschränkte Speicherbarkeit ökonomisch relevanter Mengen
- Leitungsgebundenheit
- Kapitalintensive Investitionen mit langen Amortisations- und Lebenszeiten
- Inelastische Nachfrage und eingeschränkte Steuerbarkeit der Verbraucher

Der technologische Fortschritt führt dazu, dass sich die genannten techno-ökonomischen Eigenschaften graduell verschieben. Dadurch weitet sich der Lösungsraum für ein effizientes Stromsystem aus.

- **SPEICHERBARKEIT:** Innerhalb der letzten zehn Jahren sind die Kosten für Batteriespeicher signifikant gesunken. Dadurch wird die Speicherung des Stroms in zunehmend ökonomisch relevanten Größenordnungen

¹ Für eine ausführliche Diskussion, siehe „Die Ordnung der Transformation“ (Connect, 2024).

relevant.² Der Trend zur Kostensenkung wird sich voraussichtlich u. a. aufgrund von Fortschritten der Materialwissenschaften und Produktionsprozesse auch zukünftig fortsetzen, weswegen die Markt- und Regulierungsprozesse der Nutzung von Batteriespeichern aus Gründen der Kosteneffizienz offenstehen sollten. Gleichzeitig sollten **kostenintensive Pfadabhängigkeiten vermieden** werden, die zu **einer Marktabschottung innovativer Technologien** beitragen können.

- **LEITUNGSgebundenheit:** Die Leitungsgebundenheit des Stroms ist eine fundamentale physikalische Eigenschaft. Allerdings können dezentrale und nachfrageseitige Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen (Solaranlagen, Batteriespeicher, Verbrauchssteuerung durch Digitalisierung, Elektromobilität, Wärmepumpen, etc.) bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Anreize (bspw. dynamische Tarife in Kombination mit dynamischen Netzentgelten) eine **effizientere Nutzung der Übertragungs- und Verteilkapazitäten** bewirken. Dadurch sind signifikante Steigerungen der Systemeffizienz möglich.
- **KAPITALINTENSIVE INVESTITIONEN:** Konventionelle Kraftwerke zeichnen sich auch zukünftig durch hohe Investitionskosten und lange Amortisations- und Lebensdauern aus. Allerdings können Batteriespeicher und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen residuale Spitzenlasten glätten. Dadurch sinkt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Da sich die technologischen Möglichkeiten und ihre jeweiligen Kosten im Zeitverlauf kontinuierlich verändern, sollte das Marktdesign **stets durchlässig für innovative Technologien** sein und kostenintensive Pfadabhängigkeiten vermeiden. Der technologische Lösungsraum vergrößert sich aufgrund der technologischen Entwicklungen, weswegen die marktwirtschaftliche Allokation zwischen den Technologien für die Systemeffizienz und dadurch für den gesellschaftlichen Wohlstand an Bedeutung gewinnt. Aus diesem Grund sind **Technologie- und Innovationsoffenheit** entscheidende Kriterien.
- **INELASTISCHE NACHFRAGE:** Wir haben in den vorherigen Punkten bereits technologische Entwicklungen besprochen, die zu einer flexibleren Nachfrage beitragen. Neben der technischen Perspektive gibt

² In sonnenreichen Regionen (Summer-Peaking-Countries) führen die Kostensenkungen der Batteriespeicher und der Solarenergie zunehmend dazu, dass eine sichere Versorgung auf Basis dieser Technologien kostengünstiger wird als die Nutzung von Gaskraftwerken (EMBER, 2025). In Regionen, in denen eine hohe Stromnachfrage mit kalten Temperaturen korreliert (Winter Peaking Countries), können diese kostengünstigen Technologien die Nutzung und Abhängigkeit speicherbarer Brennstoffe reduzieren und damit auch die Emissionen durch fossile Brennstoffe senken. In diesen Regionen können Batteriespeicher die Systemeffizienz und Umweltfreundlichkeit steigern, indem sie Schwankungen der residualen Nachfrage reduzieren, womit sie mehr erneuerbar produzierten Strom nutzbar machen und die residuale Spitzenlast senken. Eine sichere Stromversorgung erfordert auf absehbare Zeit dennoch steuerbare Erzeugungleistung auf Basis speicherbarer Brennstoffe.

es jedoch auch die ökonomische Perspektive, in der eine flexible Nachfrage sich in eine preiselastische Nachfrage übersetzt. Dadurch steigt der Anteil der preiselastischen Nachfrage, während die Bedeutung der inelastischen Nachfrage als Marktunvollkommenheit abnimmt, die bisher regulatorische Eingriffe in den Strommarkt begründet hat. Wenn Verbraucher zukünftig im größeren Umfang ihre **Zahlungsbereitschaft durch ihr Verbrauchsverhalten signalisieren** können, **sinkt die Notwendigkeit für regulatorische Eingriffe in den Marktprozess**, die bisher die fehlende Preiselastizität zu Lasten der Kosteneffizienz kompensiert haben. Entscheidend ist keine vollständig elastische Nachfrage, sondern eine hinreichend große elastische Nachfrage, die auf Knappheitssignale reagieren kann und ihre Zahlungsbereitschaft für Investitionen in steuerbare Erzeugungsleistung durch ihr Verbrauchsverhalten offenlegen kann. Dadurch wird eine Organisation des Stromsystems durch effizienzsteigernde Marktprozesse ermöglicht, die im Zeitverlauf eine wohlstandssteigernde Wirkung entfaltet.

Technologische Entwicklungen führen dazu, dass sich an verschiedenen Elementen des Stromsystems Kostensenkungspotenziale entfalten können. Gleichzeitig sinkt die Grundlage für regulatorische Eingriffe, da Verbraucher ihre Präferenzen zunehmend über Vertragsausgestaltungen und ihr Verbrauchsverhalten signalisieren können. Damit die Kostensenkungspotenziale realisiert werden können, bedarf es einer marktwirtschaftlichen Organisation des Stromsystems auf Basis von Wettbewerb und Verbrauchspräferenzen. Im folgenden Abschnitt diskutieren wir ökonomische Prinzipien, die erklären, welche Chancen diese marktwirtschaftliche Organisation bietet, und welche Gefahren regulatorische Eingriffe beinhalten.

3.2 VERSORGUNGSSICHERHEIT IN ZENTRAL GEPLANTEN UND IN MARKTWIRTSCHAFTLICH ORGANISIERTEN SYSTEMEN

In zentral geplanten Systemen werden in der Regel technische Kennzahlen für Entscheidungen über die Dimensionierung und die technologische Zusammensetzung genutzt. Im Gegensatz dazu basieren die Entscheidungen über die Dimensionierung und die Zusammensetzung marktwirtschaftlicher Systeme auf Preissignalen. Die Frage der Versorgungssicherheit ist daher eng mit dem Wert bzw. dem Nutzen des Konsums verknüpft. Wenn Verbraucher keinen Zugang zu Preissignalen und keinen Anreiz haben, auf sie zu reagieren, dann ist eine regulatorische Organisation der Versorgungssicherheit

unverzichtbar. Mit der Ausweitung der Digitalisierung braucht es weniger regulatorische Annahmen über Verbrauchspräferenzen, da die relevanten Informationen über das Verbrauchsverhalten für alle Marktteilnehmer sichtbar sind.

INFOBOX: ANMAßUNG VON WISSEN

Friedrich August von Hayek bezeichnete in seiner Nobelpreisrede 1974 die „Anmaßung von Wissen“ als den Irrtum, dass komplexe Wirtschaftssysteme sich zentral so steuern ließen, als lägen alle relevanten Informationen vollständig vor. Seine Kritik richtete sich insbesondere an die ökonomische Zunft, die zunehmend Werkzeuge für staatliche Planungsprozesse bereitstellt. Er forderte stattdessen einen demütigen Umgang mit der Begrenztheit unseres Wissens. **Wissen über Knappheiten, Präferenzen, Risiken und technische Möglichkeiten ist auf Millionen von Akteuren verteilt und verändert sich kontinuierlich. Preise erfüllen deshalb eine zentrale Koordinationsfunktion: Sie bündeln dezentrale Informationen und machen sie nutzbar, ohne dass eine zentrale Stelle jedes Detail kennen muss, das sie nicht kennen kann.** Problematisch wird es, wenn Politik oder Regulierung aus wenigen Durchschnitts- und Modellwerten den Eindruck ableitet, die „richtige“ Lösung lasse sich präzise vorab berechnen. Solche Kennzahlen können Orientierung geben, ersetzen aber nicht den Entdeckungsprozess im Markt. Werden sie Übergewichtet, steigen die Risiken von Fehlsteuerung, Fehlanreizen und kostspieligen Lock-in-Effekten bzw. Pfadabhängigkeiten. Hayeks Kernaussage lautet daher: **Gute Ordnungspolitik setzt robuste Regeln für Wettbewerb und Verursachergerechtigkeit, statt auf die Illusion einer vollständigen Steuerbarkeit zu vertrauen.**

Die Kernaufgabe der Volkswirtschaftslehre liegt in der Ausgestaltung von gesellschaftlichen Prozessen, die den Wohlstand bei knappen Ressourcen (finanziellen Mitteln, Produktionskapazitäten, Rohstoffen, Verschmutzungsrechten, etc.) maximieren. Dabei stellt sich stets die Frage der Zuteilung bzw. Allokation dieser knappen Ressourcen.

Bei statischer Betrachtung könnte man den Eindruck bekommen, dass das Stromsystem ein kompliziertes System sei. Bei dynamischer Betrachtung (unter Berücksichtigung des technologischen Fortschritts und der Vielzahl der Substitutionsmöglichkeiten) wird jedoch deutlich, dass es sich um ein komplexes System handelt. Komplexe Systeme unterscheiden sich von komplizierten Systemen durch ihre stark eingeschränkte Planbarkeit aufgrund von nichtlinearen Feedbacksystemen, ihrer Neigung zur Selbstregulierung und ihren emergenten Eigenschaften. Emergenz meint, dass das Ganze mehr ist als

die Summe seiner Teile. In Wirtschaftsprozessen wird diese emergente Charakteristik durch Wohlstandswachstum sichtbar, weswegen es ein Positivsummenspiel darstellt. Je komplexer ein System ist, desto größer ist die Gefahr, dass die Scheingenaugigkeit von durchschnittsbasierten Kennzahlen den Blick auf Anreize und Feedbackprozesse verstellt. Unbegründete Eingriffe verzerren die Fähigkeit des Marktes zur Selbstregulierung und kosten Wohlstand. Denn aufgrund unvollständiger Informationen kann die Politik nicht fair über die Zuteilung entscheiden, ohne Wohlstandseinbußen in Kauf zu nehmen. Das Wirtschaftssystem verschiebt sich dadurch in Richtung eines Nullsummenspiels.

INFOBOX: INFORMATIONASASYMMETRIE UND ANREIZKOMPATIBILITÄT

Informationsasymmetrie bedeutet, dass verschiedene Akteure über unterschiedlich gute Informationen verfügen; beispielsweise über Kosten, Risiken, Qualität, Zahlungsbereitschaften oder technische Möglichkeiten. Der Nobelpreis 2001 an Akerlof, Spence und Stiglitz hat gezeigt, wie stark Märkte unter solchen Informationsunterschieden leiden können. Diese Logik betrifft nicht nur Beziehungen zwischen Marktakteuren, sondern auch das Verhältnis zwischen Marktakteuren und Regulierern: **Unternehmen und Verbraucher kennen ihre tatsächlichen Präferenzen, Zahlungsbereitschaften und Anpassungsmöglichkeiten besser als Politik und Behörden.** Regulierungsentscheidungen beruhen deshalb häufig auf Durchschnittswerten und Modellen, die dezentrale Informationen nur unvollständig erfassen bzw. vernachlässigen.

Ökonomisch entscheidend ist daher ein **anreizkompatibles Marktdesign.** **Anreizkompatibilität bedeutet: Regeln werden so gesetzt, dass ehrliches Offenlegen von Informationen und systemdienliches Verhalten im Eigeninteresse der Akteure liegen. In diesem Sinne sind Preise nicht nur Ergebnis, sondern auch Informationsinstrumente, weil sie Knappheitssignale senden und verteiltes Wissen koordinieren.** Diese Perspektive wurde durch die Mechanismusdesign-Theorie (Nobelpreis 2007 an Hurwicz, Maskin und Myerson) formal vertieft. **Gute Ordnungspolitik gestaltet die Regeln so, dass individuelle Anreize und gesellschaftliche Ziele (bspw. gesamtwirtschaftlicher Wohlstand) möglichst deckungsgleich werden.**

Auf Märkten entscheiden der Nutzen des Konsums und die Kosten der Produktion über die Kosteneffizienz und die freiwillige Markträumung. Versorgungssicherheit ist die Fähigkeit eines Marktes, die zahlungsbereite Nachfrage zu gegebenen Regeln zu bedienen. Markträumung ist ein Mechanismus, der die Allokation knapper Ressourcen effizient koordiniert,

wenn Preise Knappheit abbilden und Akteure reagieren können. Solange eine Markträumung stattfindet, ist Versorgungssicherheit vorhanden, da jede Transaktion zwischen Nachfragern und Produzenten freiwillig stattfindet. Wenn sich bei einem Flughafenbäcker die belegten Brötchen stapeln, aber ein Kunde nicht bereit ist den geforderten Preis zu zahlen, ist die Versorgungslage mit Brötchen nicht gefährdet. Womöglich entscheidet sich der Kunde stattdessen dafür, sich ein Brötchen auf dem Weg zum Flughafen zu kaufen, um nicht dem hohen Preis am Flughafen ausgesetzt zu sein.

SOLANGE EINE MARKTRÄUMUNG STATTFINDET, IST VERSORGUNGS-SICHERHEIT VORHANDEN, DA JEDE TRANSAKTION ZWISCHEN NACHFRAGERN UND PRODUZENTEN FREIWILLIG STATTFINDET.

Wenn sich Angebot und Nachfrage ausgleichen, entsteht ein Preis, bei dem die Grenzkosten der Produktion dem Grenznutzen der Nachfrage entsprechen. Dieser Schnittpunkt verbindet die Zahlungsbereitschaft mit den Produktionskosten und verbindet daher in jeder Zeiteinheit Wohlfahrtsmaximierung mit Versorgungssicherheit.

Wenn Zahlungsbereitschaft nicht durch Marktprozesse abgefragt wird, bedeutet es nicht, dass Verbraucher weniger bezahlen müssen. Stattdessen steigen die Gesamtsystemkosten aufgrund von Ineffizienzen, weil Konsum mit geringerem Nutzen quersubventioniert wird. Diese zusätzlichen Kosten belasten je nach Sozialisierungsmethode Verbraucher per Umlage und/oder Steuerzahler.

BEI EINER FREIWILLIGEN MARKTRÄUMUNG GLEICHEN SICH ZAHLUNGSBEREITSCHAFT UND PRODUKTIONSKOSTEN, WODURCH SICH WOHLFAHRTSMAXIMIERUNG UND VERSORGUNGSSICHERHEIT VERBINDEN.

Wenn Zahlungsbereitschaften nicht über Marktverhalten und Knappheitssignale sichtbar werden, folgt daraus nicht, dass Verbraucher weniger bezahlen. Häufig werden Kosten lediglich anders verteilt: Fehlende oder geglättete Preissignale können zu Wohlfahrtsverlusten durch Fehlallokation führen, weil Nachfrage und Investitionen nicht an Grenznutzen und Grenzkosten ausgerichtet werden. Dann wird Verbrauch, der unter wirksamen Knappheitspreisen geringer ausfällt, implizit querfinanziert; z. B. über Umlagen, Netzentgelte oder Steuermittel. Diese zusätzlichen Belastungen treffen je nach Ausgestaltung Verbraucher und/oder Steuerzahler. Die daraus erwachsenden Zusatz- bzw. Opportunitätskosten werden mit dem Satz beschrieben: There ain't no such thing as a free lunch.

Können Produzenten oder Konsumenten ihre jeweiligen Präferenzen in konkreten Marktsituationen nicht über ihr Produktions- und Konsumverhalten

ausdrücken, dann werden regulatorische Eingriffe auf Basis von Durchschnittswerten und Kennzahlen notwendig. Aufgrund begrenzter Informationen der politischen Entscheidungsträger, sind sie im Regulierungsprozess auf die Informationsbereitstellung der zu regulierenden Unternehmen angewiesen.

INFOBOX: RENT-SEEKING UND REGULATORY CAPTURE

Rent-Seeking beschreibt das Streben nach Einkommen durch politische oder regulatorische Privilegien statt durch zusätzliche Wertschöpfung und Innovationen (klassisch analysiert von Anne Krueger (1974): *The Political Economy of the Rent-Seeking Society*). Regulatory Capture geht einen Schritt weiter: **Regulierung wird faktisch von den regulierten Interessen geprägt, sodass Regeln eher Produzentenrenten sichern als Wettbewerb und Verbraucherwohlfahrt.** Den zentralen theoretischen Bezug lieferte George Stigler mit „The Theory of Economic Regulation“; er erhielt 1982 den Nobelpreis für Arbeiten zu Marktprozessen und den Ursachen und Wirkungen staatlicher Regulierung.

Ökonomisch ist das Problem ein Anreizthema: Etablierte Unternehmen haben starke Lobbyanreize, **während die Kosten per Umlage breit auf viele verteilt (sozialisiert) und somit politisch weniger sichtbar sind.** Die Folge können Markteintrittsbarrieren, Innovationshemmnisse und dauerhaft höhere Systemkosten sein. Public-Choice-Ansätze (u. a. Buchanan, Nobelpreis 1986) stützen diese Sicht, weil politische Akteure ebenfalls auf Anreize reagieren und nicht automatisch das Gemeinwohl maximieren.

Für die Ordnungspolitik heißt das: Gute Regulierung braucht wettbewerbsneutrale Regeln, Transparenz, harte Haftung und eine institutionelle Trennung von Regelsetzung und Partikularinteressen. Wo diese Sicherungen fehlen, **steigt das Risiko, dass Regulierung vom Korrektiv zum Verteilungsinstrument zugunsten gut organisierter Gruppen wird.**

Im Extremfall führt das Verhältnis zwischen Regulierern und Regulierten zum sogenannten Crony-Kapitalismus, bei dem sich die Marktregeln vor allem nach den Interessen der Unternehmen richten, zu Lasten der Verbraucher, Steuerzahler und schließlich des gesamtgesellschaftlichen Wohlstands.

Wie entsteht Wohlstand und wie erodiert er?

Wir haben bereits beschrieben, dass die freiwillige Transaktion zwischen Produzenten und Konsumenten auf Basis ihres Verbrauchsnutzens und ihrer Produktionskosten wohlfstandsmaximierend ist. In diesem Abschnitt diskutieren

wir, welche Rahmenbedingungen den gesellschaftlichen Wohlstand steigern und welche Rahmenbedingungen ihn erodieren lassen.

INFOBOX: WOHLSTANDSSTEIGERENDE INSTITUTIONEN UND DIE ROLLE DER SCHÖPFERISCHEN ZERSTÖRUNG

Der Wirtschaftsnobelpreis 2024 (Acemoglu, Johnson, Robinson) betont: Langfristiger Wohlstand hängt entscheidend davon ab, welche Institutionen eine Gesellschaft prägen; also Regeln, Eigentumsrechte und politische Machtstrukturen, die Anreize für Investitionen, Bildung und Unternehmertum setzen. Gesellschaften mit inklusiven Institutionen ermöglichen breiter Teilhabe, verlässliche Rechte und Wettbewerb; dadurch entstehen Innovation und Wachstum. Extraktive Institutionen hingegen konzentrieren Macht und Erträge, schwächen Rechtssicherheit und bremsen produktive Aktivität. Breiter gesellschaftlicher Wohlstand wird dadurch eher verhindert als gefördert.

Der Wirtschaftsnobelpreis 2025 (Mokyr; Aghion & Howitt) ergänzt: Wohlstand entsteht nicht nur durch mehr Produktionskapital, sondern vor allem durch technologischen Fortschritt, der dauerhaftes Produktivitätswachstum ermöglicht. Mokyr hebt hervor, dass dafür bestimmte gesellschaftliche Voraussetzungen nötig sind (z. B. Wissensdiffusion, Lern- und Innovationskulturen), damit kontinuierlicher Fortschritt möglich wird. Aghion und Howitt erklären Wachstum als Prozess schöpferischer Zerstörung: Neue Ideen und Technologien verdrängen alte, wodurch Ressourcen in produktivere Verwendungen wandern; vorausgesetzt, Wettbewerb und Anpassung werden nicht blockiert. Zusammen ergeben die Nobelpreise eine gemeinsame Botschaft: Gute Institutionen schaffen die Regeln, unter denen Innovation entstehen kann; und Innovation ist der Motor, der diese Regeln in steigende Lebensstandards bzw. Wohlstand übersetzt.

Um evidenzbasierte Entscheidungen über die Ausgestaltung von marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu treffen, die im Zeitverlauf den gesellschaftlichen Wohlstand steigern, ist das Verständnis der folgenden ökonomischen Konzepte notwendig:

- **OPPORTUNITÄTSKOSTEN:** Wenn Ressourcen verwendet werden, geht das immer mit dem Verzicht auf eine alternative Verwendung (evtl. auch zu einem anderen Zeitpunkt) einher; auch wenn dieser Verzicht nicht sichtbar ist. Viele politische und wirtschaftliche Eingriffe wirken deshalb nur scheinbar kostenlos, weil die Kosten häufig nur implizit als entgangene Möglichkeiten auftreten (z. B. weniger Innovation, weniger Investitionen, geringere Produktivität). Eine effiziente

Ressourcenallokation ist daher die Grundlage für nachhaltigen gesellschaftlichen Wohlstand.

- **UNBEABSICHTIGTE KONSEQUENZEN:** Regeln verändern Anreize, und Akteure passen ihr Verhalten an, jedoch häufig anders als ursprünglich beabsichtigt. Dadurch können Maßnahmen, die kurzfristig Vorteile versprechen, langfristig unerwünschte Nebenwirkungen erzeugen, die den Wohlstand schwächen (z. B. Fehlallokation, Rent-Seeking, Risikoverlagerung).
- **KONTRAFAKTISCHE SZENARIEN:** Entscheidungen sollten nicht nur am beobachteten Ergebnis bewertet werden, sondern daran, wie sich die Welt ohne sie oder mit einer alternativen Entscheidung entwickelt hätte. Das entspricht der Berücksichtigung von Opportunitätskosten bei Entscheidungen. Gerade Wohlstandserosion ist sonst schwer zu identifizieren, weil man den „nicht stattgefundenen“ Fortschritt nicht direkt sieht. Ökonomisch fundierte Politik fragt daher systematisch: Was geben wir auf? Welche Anreize setzen wir? Und welches plausible alternative Szenario wäre besser oder robuster gewesen?
- **VERURSACHERGERECHTIGKEIT:** Alle Kosten, inklusiver externer Kosten sollten vom Verursacher getragen werden, um effiziente Marktergebnisse anzureizen. Eine fehlende Verursachergerechtigkeit führt zwangsläufig zu Marktverzerrungen. **Staatliche Eingriffe können Verursachergerechtigkeit durch die Internalisierung externer Effekte herbeiführen. Allerdings können staatliche Eingriffe die Verursachergerechtigkeit auch aushebeln, indem sie verantwortliche Akteure entlasten und die wahren Kosten und Risiken sozialisieren.**

Entscheidungen auf Basis ökonomischer Prinzipien wirken nachweislich wohlstandssteigernd. In der politischen Realität sehen sich Entscheidungsträger jedoch häufig genötigt, kurzfristorientierte Entscheidungen zu treffen, um sich durch einen „Arbeitsnachweis“ für die nächste Wahl zu empfehlen. In der Regel kostet kurzfristorientierte Symbolpolitik jedoch langfristig Wohlstand.

INFOBOX: EVIDENZ VS. EMOTIONALISIERUNG ALS LEITPRINZIP

Die ökonomische Forschung liefert seit der Veröffentlichung von Adam Smiths' „Wealth of Nations“ im Jahr 1776 kontinuierlich Evidenz für die Voraussetzungen von Wohlstand. Dem stehen politisch verfängliche „Narrative“ entgegen, die begründen, warum es in spezifischen Fällen notwendig sei, entgegen der wissenschaftlichen Evidenz, politische bzw. regulatorische Vorgaben zu machen. Je stärker sich ein Thema emotionalisieren lässt und je komplexer die realen

Wirkungszusammenhänge sind, desto größer sind die Erfolgsaussichten für das Rent-Seeking zu Lasten des gesellschaftlichen Wohlstands.

Ein landesweiter Blackout des Stromsystems ist in diesem Sinne die perfekte Geschichte. Angst ist die ideale Emotion, um rationale Argumente zu übertrumpfen. Und für Medien übersetzt sich das Skandalisierungspotenzial in Klickzahlen. Versorgungssicherheit wird zu einer Ja-Nein-Sichtweise verkürzt.

Informierten Fachkreisen ist jedoch bekannt, dass ein großflächiger Blackout in der Regel durch netztechnische Kaskaden bzw. Fehlfunktionen entsteht, wie es auf der iberischen Halbinsel im Jahr 2025 und in Deutschland im Jahr 2006 geschehen ist. Selbst der Roman „Blackout“ basierte v. a. auf einem Hackerangriff der die Netzinfrastruktur und die Datenaufbereitung manipulierte. Wenn tatsächlich eine Knappheit an Erzeugungskapazität auftreten sollte, dann werden zuvor kontrahierte Systemdienstleistungen aktiviert oder im schlimmsten Fall gezielt einzelne Großverbraucher und als letztes Mittel einzelne Verteilnetze von der Versorgung abgetrennt. Ein deutschlandweiter Blackout wird dadurch ausgeschlossen. Derlei graduelle Zusammenhänge und Erklärungen eignen sich jedoch nicht für die politische Überzeugungsarbeit.

Wenn Unternehmensvertreter politische Entscheidungsträger vor einem Blackout warnen, sind diese nachvollziehbarerweise alarmiert. Politiker und Unternehmensvertreter vereint das gemeinsame Ziel, dieses Szenario zu verhindern. Das Problem ist jedoch: Das Szenario widerspricht der Realität und die daraus folgenden Maßnahmen lassen durch Rent-Seeking-Anreize und Regulatory Capture üblicherweise den Wohlstand erodieren.

Rent-Seeking hat auf verschiedenen Wegen üblicherweise das Ziel, Gewinne zu privatisieren sowie Kosten und Risiken zu sozialisieren. Diese Umverteilung von unten nach oben, ist im Sinne von Acemoglu, Johnson, und Robinson (Nobelpreis 2024) eine typische extraktive Institution. Wohlstand entsteht jedoch durch Anreize, die Kosteneffizienz und Innovation steigern. Mokyr, Aghion und Howitt (Nobelpreis 2025) erklären, dass Innovationsdruck auf Basis des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs den Wohlstand nachhaltig steigert.

VERURSACHERGERECHTIGKEIT IST DAS ZENTRALE ÖKONOMISCHE PRINZIP FÜR DIE GEWÄHRLEISTUNG VON VERSORGUNGSSICHERHEIT UND WOHLSTAND.

Verursachergerechtigkeit ankert die Verantwortung von Kosten und Risiken bei den Akteuren, die sie bewirtschaften können. Daher ist Verursachergerechtigkeit ein zentrales ökonomische Prinzip für die nachhaltige Gewährleistung von Versorgungssicherheit und gesellschaftlichem Wohlstand.

4 Übersicht der Kapazitätsmechanismen

VERZERRUNGEN VS. MARKTSTÄRKUNG

Die diskutierten Kapazitätsfördermechanismen verstärken die Marktverzerrungen, während die Absicherungspflicht den Markt stärkt.

Nachdem wir in Kapitel 2 die europarechtlichen Voraussetzungen und in Kapitel 3 die ökonomischen Hintergründe besprochen haben, stellen wir auf dieser Basis die aktuell diskutierten Mechanismen vor; die von der Bundesregierung angekündigte Kraftwerksstrategie (KWS), den beihilferechtlichen Rahmen für den angekündigten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus und die effektive Absicherungspflicht als Alternative.

In der aktuellen Kommunikation des BMW (2026a) wird die KWS in Kombination mit zusätzlichen Ausschreibungen in den Folgejahren beschrieben, an die sich ein zentral geplanter umfassender Kapazitätsfördermechanismus anschließen soll. Da bisher keine Details über die Ausgestaltung des umfassenden Kapazitätsfördermechanismus kommuniziert wurden, stellen wir das CISAF-Zielmodell als relevanten Benchmark vor. Als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus dient die Absicherungspflicht als Alternative zu den tiefen Markteingriffen durch die beiden zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen.

4.1 DIE KRAFTWERKSSTRATEGIE

Am 15. Januar 2026 hat das BMW per Pressemitteilung (BMW, 2026a) eine Grundsatzvereinbarung mit der EU-KOM über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie (KWS) verkündet und ein Hintergrundpapier verteilt (BMW, 2026b), in dem relevante Eckpunkte der beiden Maßnahmen aufgezeigt werden. Es herrscht keine vollständige Transparenz über die exakte beihilferechtliche Zuordnung des Genehmigungsprozesses. Zudem zirkuliert ein englischsprachiges Non-Paper vom 31.12.2025, mit zusätzlichen Eigenschaften der vorläufigen Einigung. Da die Aussagen des inoffiziellen Dokuments weniger belastbar sind – aber möglicherweise dennoch Hinweise auf Überlegungen zu Ausgestaltungsdetails beinhalten – stellen wir die Inhalte separat dar.

Die offizielle Pressemitteilung umfasst die folgenden Informationen:

- In 2026 werden 12 GW steuerbare Kapazität ausgeschrieben. Davon haben 10 GW ein Langfristkriterium. Die Anlagen müssen bis spätestens 2031 ihren Betrieb aufnehmen.

- In den Jahren 2027 und 2029/2030 erfolgen weitere Ausschreibungen für steuerbare Kapazität, inklusive Bestandsanlagen, die spätestens im Jahr 2031 verfügbar sein müssen.
- Sämtliche Kraftwerke, die im Rahmen der KWS gebaut werden, sollen wasserstofffähig sein und spätestens bis zum Jahr 2045 vollständig dekarbonisieren.
- Zusätzlich soll eine Maßnahme den Umstieg auf Wasserstoff im Umfang von 2 GW bis 2040 und weiteren 2 GW bis 2043 anreizen. Ab 2027 sollen Ausschreibungen diese Umstellung u. a. mithilfe von Differenzverträgen für die zusätzlichen Brennstoffkosten anreizen.
- Ein umfassender Kapazitätsfördermechanismus soll im Jahr 2027 eingeführt und ab 2032 wirksam werden.

In der Pressemitteilung wird darauf verwiesen, dass das Beihilfeverfahren mit dieser Grundsatzeinigung zu den Eckpunkten noch nicht abgeschlossen sei, da die KWS nach Vorlage des Gesetzesentwurfs noch abschließend von der Europäischen Kommission (EU-KOM) genehmigt werden muss.

Die KWS basiert unseres Wissens auf dem KUEBLL-Prozess unter Artikel 4.8 (Versorgungssicherheit). Der umfassende Kapazitätsfördermechanismus basiert entweder auf dem üblichen beihilferechtlichen KUEBLL-Verfahren oder auf dem beschleunigten CISAF-Prozess.

Zusätzliche Hinweise aus dem Hintergrundpapier:

- Die Ausschreibungen der KWS in den Jahren 2026, 2027 und 2029 sollen in Summe den Gesamtbedarf des Jahres 2031 abdecken.
- In der 2026 Ausschreibung der 10 GW mit Langfriskriterium ist eine regionale Steuerung vorgesehen.
- In der Ausschreibung für 2 GW ohne Langfriskriterium ist nachfrageseitige Flexibilität (Demand Response) nicht teilnahmeberechtigt.
- Aggregation kleinerer Anlagen ist in der 2026 Ausschreibung möglich.
- Es dürfen nur inländische Kapazitäten teilnehmen.
- Alle Ausschreibungselemente sehen ein finanzielles Instrument zur Erlösabschöpfung vor.

Zusätzliche Hinweise aus dem Non-Paper vom 31.12.2031

Das Non-Paper konkretisiert einige Aussagen aus der Pressemitteilung und dem Hintergrundpapier:

- Die Gesamtmengen aus allen Auktionen (T-5, T-4, T-2) soll der Gesamtmenge entsprechend ERAA (ca. 42 GW, bereinigt um Kapazitäten aus anderen Fördermaßnahmen) entsprechen.
 - T-4 und T-2 Auktionen: ca. 29 GW (da bereits 12 GW in T-5 Auktion)
 - T-4 Auktion: ca. 21-26 GW in 2027 (Entsprechend CISAF, 75-90 % des Gesamtvolumens in T-4 Auktion)
 - T-2 Auktion: ca. 3-8 GW in 2029
- In der 2026-Auktion über 10 GW (entspricht ca. 9 GW derated Kapazität) müssen Details noch konkretisiert werden: 10-Stunden Kriterium, passende Deratingmethode, Aktivierungstests, Fähigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, etc.
- Weitere Mengen könnten in der T-2 Auktion durch die Öffnung für grenzüberschreitende Gebote hinzukommen, wenn Netzbetreiber bilaterale Vereinbarungen vor dem Start der T-4 Auktion mit den benachbarten Ländern vereinbaren. Grenzüberschreitende Gebote können für 1-Jahresverträge mitbieten.
- Existierende und neue Anlagen können teilnehmen. Verschiedene Vertragslaufzeiten (von 1 bis 15 Jahre) konkurrieren miteinander auf Basis ihrer Gebote.
- Finanzierung über eine Umlage (aber Option einer Backup-Budgetfinanzierung als Kredit oder Garantie ist vorgesehen, die zurückgezahlt werden muss, sobald die Umlage eingeführt wird)

Im Non-Paper wird zudem darauf hingewiesen, dass Deutschland (GER) und die Europäische Kommission (DG ENER) gemeinsam die verschiedenen Möglichkeiten prüfen werden, wie sich sowohl die Volumina als auch die Dauer der Langfrist-Lieferverpflichtung in den T-5-Ausschreibungen im Einklang mit dem EU-Recht bestmöglich begründen lassen. Dabei werden auch qualitative Argumente eine Rolle spielen. Darüber hinaus werden sie verschiedene Optionen untersuchen, um zusätzliche Analysen zur Untermauerung dieser Argumente durchzuführen und so eine fundierte sowie rechtlich belastbare Begründung zu gewährleisten. Diese Formulierungen deuten darauf hin, dass die Abweichungen vom Beihilferecht bewusst in Kauf genommen werden und eine politische Einigung bzw. Begründung jenseits der beihilferechtlichen Vorgaben angestrebt wird.

Das Non-Paper weist hinsichtlich der Anforderung einer öffentlichen Konsultation der Maßnahme darauf hin, dass die im Rahmen der früheren KWS durchgeführte öffentliche Konsultation zusammen mit der Konsultation der Länder und Verbände im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens (Länder- und Verbändeanhörung) als ausreichend angesehen wird. Das ist insofern erstaunlich, als dass die KWS der Vorgängerregierung als primäres Ziel den

Hochlauf des Wasserstoffmarktes formuliert hat, weswegen große Teile der Maßnahme unter dem Dekarbonisierungskapitel KUEBLL 4.1 diskutiert wurden, wohingegen die aktuelle Maßnahme primär auf die Stärkung der Versorgungssicherheit unter KUEBLL 4.8 abzielt.

Darüber hinaus weist das Non-Paper darauf hin, dass die Untersuchung der möglichen Auswirkungen des Kapazitätsfördermechanismus auf Nachbarländer einschließlich einer Konsultation dieser Nachbarstaaten gemäß Art. 21 Abs. 2 der EU-Verordnung ausschließlich für den umfassenden Kapazitätsfördermechanismus mit Lieferung ab dem Jahr 2032 durchgeführt wird. Diese Trennung deutet darauf hin, dass die KWS und der umfassende Kapazitätsfördermechanismus als zwei getrennte Maßnahmen betrachtet werden, die eigenen beihilferechtlichen Prozessen folgen. Es ist jedoch nicht ersichtlich, weswegen eine Konsultation der KWS entgegen den beihilferechtlichen Vorgaben als nicht notwendig erachtet wird.

Um die Anforderung gemäß Art. 21 Abs. 5 der EU-Verordnung (Umsetzung eines Marktreformplans vor Einführung eines Kapazitätsfördermechanismus) zu erfüllen, soll der bestehende Marktreformplan für die deutsche strategische Reserve (Kapazitätsreserve) herangezogen werden. Dieser Umsetzungsplan stammt vom Januar 2022 und zielt auf die nach Art. 21 Abs. 3 (der EU-Verordnung) als milder angesehene Kapazitätsreserve ab. Es ist nicht ersichtlich, weshalb der Reformplan für die aktuell diskutierte tiefgreifendere Maßnahme geeignet sein sollte, da sich seit dieser Zeit eine Reihe struktureller Veränderungen auf dem deutschen Strommarkt eingestellt haben, inklusive der Diskussion der milderen und zielgenaueren Absicherungspflicht.

4.2 DAS CISAF-ZIELMODELL

Da es bisher keine Details zum angekündigten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus gibt, stellen wir das CISAF-Zielmodell als relevanten Benchmark vor. Die Motivation des CISAF ist ein schnellerer Genehmigungsprozess, wenn die Ausgestaltung der Maßnahme im Wesentlichen dem CISAF-Zielmodell entspricht. Das bedeutet auch, dass die KWS in einem ordentlichen Genehmigungsprozess im Wesentlichen dem CISAF-Zielmodell entsprechen sollte.

Eine Übersicht der für Deutschland relevantesten Anforderungen des CISAF-Zielmodells:

- Der marktweite Kapazitätsfördermechanismus **„muss allen Technologien, Empfängern und Vorhaben offenstehen, die**

transparente, objektive und diskriminierungsfreie technische und umweltbezogene Anforderungen erfüllen. Es sind keine weiteren Kriterien festgelegt“ (Anf. 5, CISAF).

- Mindestkapazität: höchstens 1 MW (Anf. 5)
- Mindestlieferdauer: höchstens 1 Stunde (Anf. 5)
- Aggregation muss zulässig sein (Anf. 5)
- CO₂-Grenzwerte müssen eingehalten werden (Anf. 6)
- **Die Deratingfaktoren müssen anhand des ERAA festgelegt werden.** Kapazitätsanbieter dürfen davon höchstens 15 % abweichen. (Anf. 7)
- Eine grenzüberschreitende Teilnahme muss möglich sein (Anf. 8)
- **Die maximale Nachfrage sollte auf dem ERAA basieren.** Sie sollte verringert werden, wenn sie den CONE übersteigt. (Anf. 9)
- Es können Gebotsobergrenzen eingeführt werden. (Anf. 9)
- Eine wettbewerbliche Ausschreibung 4-6 Jahre vor dem Lieferfenster sollte 75-90 % der Nachfrage abdecken. Weitere Ausschreibungen können in einem kürzeren Zeitraum vor der Lieferung können die Zielmenge anpassen, dabei ist die Vorlaufzeit für die Entwicklung der Laststeuerung und der Speicherung zu berücksichtigen. (Anf. 10)
- Eine wettbewerbliche Ausschreibung ermittelt die Beihilfeempfänger anhand ihres gebotenen Preises pro herabgesetzter Einheit. Die Vergütung erfolgt entweder anhand des ursprünglichen Gebots oder des Clearingpreises. (Anf. 14)
- **Die Beihilfeempfänger müssen ihre Kapazitätsvereinbarung bis mindestens 2 Monate vor Beginn der Lieferfensters an einen anderen Kapazitätsanbieter verkaufen dürfen. (Anf. 15)**
- Kapazitätsvereinbarungen müssen in der Regel ein Lieferfenster abdecken. Wenn Kapitalinvestitionen getätigt werden, kann für jede Tranche von 25.000 EUR/herabgesetztem MW ein zusätzliches Jahr angeboten werden. Die Laufzeit für Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen darf 15 Jahre nicht überschreiten. (Anf. 17)
- Alle Empfänger müssen mindestens einmal pro Lieferfenster aktiviert werden (Lieferung oder Test), was ihnen mit einem Vorlauf von höchstens 24 Stunden angekündigt werden muss. (Anf. 19)
- Empfängern droht eine Vertragsstrafe, wenn sie nicht verfügbar sind. Wenn sie weniger als 50 % des Lieferzeitraums nicht verfügbar sind, muss eine Vertragsstrafe verhängt werden, die mindestens den Kapazitätseinnahmen des Lieferfensters entspricht. (Anf. 20)
- Die Empfänger müssen für die verbleibende Laufzeit einer Kapazitätsvereinbarung Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit zahlen, wenn sie diese Kapazitätsvereinbarungen vorzeitig kündigen. **Es sei denn, sie können ihre Kapazitätsvereinbarung auf einen anderen Kapazitätsanbieter auf dem Sekundärmarkt übertragen.** Bei

mehrjährigen Kapazitätsvereinbarungen können die Vertragsstrafen wegen Nichtverfügbarkeit auf vier Jahre begrenzt werden. Von Kapazitätsanbietern können Sicherheiten verlangt werden. (Anf. 20)

- Wenn ein Mitgliedsstaat sowohl einen Kapazitätsmechanismus als auch eine Flexibilitätsmaßnahme anwendet, dann sollte die Kapazität gemeinsam beschafft werden. Wenn ein Flexibilitätsbedarf identifiziert wurde, kann beispielsweise eine Mindestmenge nichtfossiler Flexibilität vorgegeben werden. Wenn es zwei getrennte Maßnahmen gibt, müssen sich die Teilnehmer für ein Maßnahme entscheiden, um eine Überkompensation zu vermeiden. (Anf. 22)
- Beihilfen für dieselbe Kapazitätsressource aus mehr als einer Beihilfemaßnahme können kumuliert werden, solange eine Überkompensation vermieden wird. (Anf. 24)
- Mindestens 90 % der Kosten im Rahmen des Kapazitätsfördermechanismus müssen den Verbrauchern auf der Grundlage ihres Verbrauchs während mindestens 1 % und höchstens 5 % der Stunden (oder Marktzeiteinheiten) mit den höchsten Preisen in den einzelnen Jahren (oder einzelnen Lieferfenstern) zugewiesen werden. Von Bilanzkreisverantwortlichen (z. B. Versorgern) können Entgelte verlangt werden. (Anf. 26)

Die umfassenden und tiefgreifenden Vorgaben verdeutlichen die große Anzahl der Ausgestaltungsdetails, die für den Versuch notwendig sind, schlimmste Marktverzerrungen einzuhegen. Das gelingt jedoch mit Blick auf übliche Ausgestaltungsdetails nur sehr unvollständig:

- Bei der Ausgestaltung der Pönalisierung gibt es einen typischen regulatorischen Trade-Off, der sich nicht sinnvoll auflösen lässt. Eine strenge Pönalisierung reizt eine hohe Erfüllungsquote an, führt jedoch zu hohen Risikoaufschlägen bei der Gebotsabgabe, da sich nicht alle technischen und wirtschaftlichen Einflussfaktoren kontrollieren lassen. Eine laxer Pönalisierung bzw. großzügige Force-Majeure-Regelungen erlaubt die Rückgabe von Zuschlägen, sobald sich wirtschaftliche Aussichten verschlechtern. Dadurch sinken Risikoaufschläge zulasten der Versorgungssicherheit.
- Um die Vorgaben zur Pönalisierung der Nichterfüllung (Anf. 20) und der Vermeidung einer Überförderung zu adressieren, werden üblicherweise sogenannte Zuverlässigkeitsoptionen (Reliability Options) genutzt. Wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt eine vorher festgelegte Schwelle überschreitet, werden die Einnahmen oberhalb dieser Schwelle abgeschöpft. Dieses handelbare Produkt zielt gleichzeitig darauf ab, den Missbrauch von Marktmacht zu beschränken und die Ineffizienzen sowie

Risiken einzuhegen. Dafür ist die Übertragbarkeit der Reliability Option entscheidend.

- Beispielsweise zielt der Sekundärmarkt nach Anf. 15 darauf ab, die technologischen Festlegungen der Primärauktion abzuschwächen, indem die Reliability Option weitergegeben wird. Auf diese Weise können die Lieferverpflichtungen auch durch andere Technologien erfüllt werden. Die Vorgabe eines Sekundärmarktes zielt somit darauf ab, (Kosten-)Risiken zu begrenzen. Allerdings wird diese Übertragbarkeit durch eine Vielzahl zusätzlicher (Nachweis-)Vorgaben erschwert, weswegen trotzdem davon auszugehen ist, dass Gebote einen signifikante Risikoaufschlag beinhalten.
- Die Anforderung 26 versucht über Vorgaben zur Ausgestaltung einer dynamischen Umlage, Verursachergerechtigkeit zu implementieren, indem Verbraucher in Zeiten von Preisspitzen den größten Teil der Kosten tragen müssen. Hierbei wird jedoch die Kostenübernahme mit Verursachergerechtigkeit verwechselt. Die Kosten entstehen auf Basis der ausgeschriebenen Menge und administrativ festgelegten technologiespezifischen Deratingfaktoren vier bis sechs Jahre vor dem Lieferjahr. Die Umlage verteilt diese Kosten lediglich. Verursachergerechtigkeit im marktwirtschaftlichen Sinne führt jedoch dazu, dass nur diejenigen Kosten entstehen, die dem Nutzen des Verbrauchs im Sinne der Zahlungsbereitschaft entsprechen. Dadurch reizt Verursachergerechtigkeit Kosteneffizienz an; im Gegensatz zur Kostenverteilung.
- Entsprechend Anf. 17 müssen die Gebote mindestens ein Lieferfenster abdecken. Das steht jedoch im Widerspruch zu Anf. 5, die besagt, dass ein Kapazitätsfördermechanismus „allen Technologien, Empfängern und Vorhaben offenstehen [muss], die transparente, objektive, diskriminierungsfreie, technische und umweltbezogene Anforderungen erfüllen“. Durch die Vorgabe der Länge des Lieferfensters und des Vorlaufs zwischen Ausschreibung und Lieferung werden zwangsläufig Technologien ausgeschlossen, die grundsätzlich zu einer Zusammenführung von Angebot und Nachfrage fähig sind. Die Gruppe flexibler Verbraucher ist sehr heterogen und zeichnet sich durch eine hohe zeitliche Variabilität aus. Beispielsweise können viele Produktionsprozesse ihren Strombezug variabel gestalten, wenn die Auslastung (bspw. saisonbedingt) gering ist. In diesem Fall sind die Opportunitätskosten gering, weswegen sie vergleichsweise niedrige Preise für ihre Lastverschiebung bieten können. Die Opportunitätskosten steigen jedoch, wenn die Auslastung hoch ist. In diesem Fall müssten

die Anbieter höhere Preise bieten, um ihren Verbrauch zeitlich zu verschieben. Diese Wechselwirkungen sind im marktwirtschaftlichen Prozess Bestandteil der alltäglichen Bewirtschaftung knapper Ressourcen. Wenn diese Entscheidungen jedoch aufgrund regulatorischer Vorgaben mit langer Vorlaufzeit und für lange Zeiträume getroffen werden müssen, verhindert das zwangsläufig die Nutzung dieses flexiblen Lastpotenzials.

Im Folgenden stellen wir die effektive Absicherungspflicht als marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus und damit als mildere und zielgenauere Alternative zu zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismen vor. Damit zeigen wir, dass sich Versorgungssicherheit auch weniger verzerrend, zielgenauer und damit effizienter gewährleisten lässt.

4.3 DIE ABSICHERUNGSPFLICHT

Die effektive Absicherungspflicht ist als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus eine mildere und zielgenauere Alternative zu zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen. Sie hat ihren konzeptionellen Ursprung in der Energiekrise 2022. Als die Strompreise angestiegen sind, mussten Versorger, die sich nicht am Terminmarkt abgesichert hatten, Insolvenz anmelden. Die Kunden mussten von Grundversorgern aufgenommen werden, wodurch hohe gesellschaftliche Kosten entstanden sind. Diese externen Kosten bezeichnen wir als Risikoexternalität.

Die Identifikation der relevanten Marktunvollkommenheit

Aus ökonomischer Perspektive gibt es bei der Absicherung der Stromversorgung ein Moral-Hazard-Problem. Indem Vertriebe ihre eingegangenen Lieferverpflichtungen nur über den Spotmarkt erfüllen, umgehen sie die Kosten des Risikomanagements; inklusive einer Risikoprämie am Terminmarkt. Sie betreiben Free-Riding, indem sie von den vorhandenen Kraftwerken im üblichen Marktgeschehen profitieren, aber durch die Vernachlässigung des Risikomanagements nur eingeschränkt zu ihrer Finanzierung beitragen. Durch diesen Kostenvorteil können sie Marktanteile gegenüber Wettbewerbern gewinnen, die seriöses Risikomanagement betreiben. Wenn sich das Risiko in Form einer Krise materialisiert, verschwinden die Anbieter ohne seriöses Risikomanagement kurzfristig vom

IN DER ENERGIEKRISE 2022 WURDE EIN FREE-RIDER-EFFEKT IDENTIFIZIERT, DER DURCH DIE ABSICHERUNGSPFLICHT ADRESSIERT WIRD.

Markt. Sie profitieren daher vom Risikomanagement anderer Akteure, ohne einen eigenen Beitrag zu leisten.

Durch dieses Free-Riding wird der Terminmarkt verzerrt, da die Nachfrage nach Absicherungsprodukten geringer ausfällt als es für eine sichere Marktorganisation notwendig wäre. Externe Kosten können jedoch internalisiert werden und dadurch das Preissystem korrigieren; vergleichbar mit der Internalisierung der Klimakosten durch den Emissionshandel. Indem die Risikoexternalität internalisiert wird, steigt die Nachfrage nach Absicherungsprodukten auf ein Niveau, das eine sichere Stromversorgung auf Basis eines funktionsfähigen Preissystems gewährleistet.

Die Behebung der Marktunvollkommenheit

Aufgrund der Identifikation des Free-Riding und der Risikoexternalität in der Energiekrise wurde die Strombinnenmarktrichtlinie angepasst. Entsprechend Art. 18a der Richtlinie müssen die Mitgliedsstaaten dafür sorgen, „dass Versorger:

- a) über angemessene Absicherungsstrategien verfügen und diese umsetzen, um das Risiko von Änderungen des Stromangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten,
- b) alle angemessenen Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Versorgungsausfalls zu begrenzen.“

Die Richtlinie ergänzt: „Die Absicherungsstrategien der Versorger können auch die Nutzung von Strombezugsverträgen im Sinne von Artikel 2 Nummer 77 der Verordnung (EU) 2019/943 oder andere geeignete Instrumente, wie z. B. Termingeschäften, umfassen [...]“

Die Präferenz für eine mit den Umwelt- und Klimazielen der EU kompatible Lösung wird durch den Zusatz deutlich: „Sind ausreichend weit entwickelte Märkte für Strombezugsverträge vorhanden, die einen wirksamen Wettbewerb ermöglichen, können die Mitgliedstaaten verlangen, dass ein Teil des Risikos, dem die Versorger durch Änderungen der Großhandelspreise für Strom ausgesetzt sind, durch Strombezugsverträge für Strom aus erneuerbaren Energiequellen abgedeckt wird, die der Dauer ihres Risikos auf Verbraucherseite entsprechen, wobei das Wettbewerbsrecht der Union einzuhalten ist.“

Zudem wird die Präferenz für wettbewerbliche und heterogene Ansätze durch einen weiteren Zusatz deutlich: „Die Mitgliedstaaten bemühen sich, die

Zugänglichkeit von Absicherungsprodukten für Bürgerenergiegemeinschaften und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sicherzustellen und die grundlegenden Voraussetzungen hierfür zu schaffen.“

Im Einklang mit den Zielen der Richtlinie setzt die effektive Absicherungspflicht bei der Internalisierung der Risikoexternalität an, um eine marktwirtschaftliche und umweltfreundliche Organisation der Versorgungssicherheit zu ermöglichen. Dadurch können Marktverzerrungen durch zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen vermieden werden, die im Ergebnis häufig die Marktmacht etablierter Unternehmen steigern und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen durch Kapazitätssubventionen aufrechterhalten, wodurch sie in einem Spannungsverhältnis zu den europäischen Umwelt- und Klimazielen stehen.

DIE ABSICHERUNGSPFLICHT INTEGRIERT DIE ZIELE VON ART. 18A DER RICHTLINIE MIT DEN BINNENMARKT- UMWELT- UND KLIMAZIELEN DER EU, INDEM SIE DIE VERURSACHERGERECHTIGKEIT ZUR STÄRKUNG DES MARKTES VERANKERT.

Die effektive Absicherungspflicht setzt am Prinzip der Verursachergerechtigkeit an, mit dem beispielsweise auch der Automobilmarkt durch die Kfz-Haftpflichtversicherung gestärkt wird. Die Kfz-Versicherungsrichtlinie (2021) „verpflichtet alle Kraftfahrzeuge in der EU, durch eine obligatorische Haftpflichtversicherung gedeckt zu sein.“ Die Kfz-Haftpflicht stärkt die Funktionsfähigkeit des Automarktes, indem sie Vertrauen schafft und sicherstellt, dass Schäden nicht bei zufälligen Dritten oder der Allgemeinheit hängen bleiben. Ohne diese Regel wäre Autofahren mit erheblich größeren externen Risiken verbunden, was Nutzung, Investitionen und Innovation hemmen würde.

Die Versicherungspflicht ordnet den Markt, ohne ihn zentral zu steuern: Jeder entscheidet selbst, wie er sich versichert, aber niemand darf unversichert teilnehmen. Genau diese Logik überträgt die Absicherungspflicht auf den Strommarkt: Stromvertriebe (bzw. genauer: Bilanzkreisverantwortliche, die eine Nachfrage bewirtschaften) dürfen die Nachfrage nicht ungedeckt lassen, sondern müssen sie im Voraus absichern; über Terminmärkte, Eigenerzeugung oder Flexibilitätsoptionen. Die finanziellen Schäden durch eine fehlende Absicherung können mit Blick auf die Versorgungssicherheit deutlich höher ausfallen als die materiellen Schäden eines Autounfalls.

Die Absicherungspflicht folgt somit einer in vielen funktionierenden Märkten bewährten Logik: Banken brauchen Eigenkapital (Basel-Regeln), Händler müssen Sicherheiten hinterlegen (Margin- und Clearingpflichten), Piloten dürfen

nicht ohne Reserve starten und Autofahrer dürfen nicht ohne Haftpflicht fahren. In all diesen Fällen ersetzt der Staat keine Märkte, sondern setzt eine einfache Regel: Wer Risiken verursacht, muss vorsorgen. Genau diese Logik überträgt die Absicherungspflicht auf den Strommarkt.

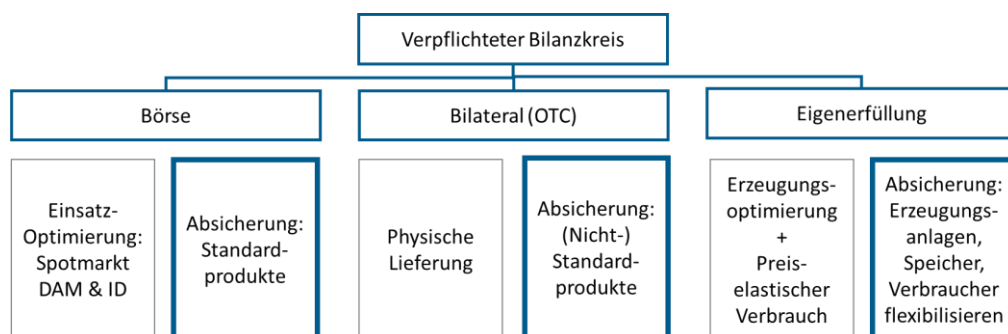
Durch die effektive Absicherungspflicht auf dem Strommarkt wird Versorgungssicherheit zu einer dezentral organisierten, marktbasieren Verantwortung, die Vertrauen schafft, Investitionen anreizt und den Markt insgesamt effizienter und sicherer macht.

Die Ausgestaltung der effektiven Absicherungspflicht

Die effektive Absicherung orientiert sich an der strukturierten Strombeschaffung, wie sie vom Großteil der Stromlieferanten im Rahmen eines seriösen Risikomanagements durchgeführt wird. Üblicherweise startet die Beschaffung von Absicherungsprodukten (wie z. B. einem Baseload-Future) drei Jahre vor der Erfüllungsperiode und steigt graduell bis zum Erfüllungszeitpunkt an. Laut BDEW (2023) sind die Spotmarktanteile „bei risikoaversen Strategien oder Beschaffung mit Schwerpunkt auf langfristiger Versorgungssicherheit i.d.R. eher gering, d.h. sie betragen planmäßig zumeist unter 10 % der Gesamtmenge.“

Die effektive Absicherungspflicht erfordert, dass auch die letzten 10 % der Nachfrage abgesichert werden, um eine sichere Versorgung und die damit einhergehenden Investitionsanreize zu gewährleisten. Damit die sichere Stromversorgung kosteneffizient organisiert werden kann, ist ein technologie- und innovationoffener Wettbewerb zwischen Absicherungsprodukten und Marktplätzen entscheidend. Abbildung 2 stellt die verschiedenen Absicherungsmöglichkeiten dar.

Abbildung 2: Beschaffungsmöglichkeiten in der Absicherungspflicht



Quelle: Connect (2025).

Durch die Verursachergerechtigkeit in Kombination mit dem technologie- und innovationsoffenen Wettbewerb wird ein sicheres und kosteneffizientes Stromsystem angereizt. Die Anreizwirkung geht von einer vollständigen

Absicherung der Lieferverpflichtungen vor dem Day-Ahead-Markt aus. In Connect (2025) schlagen wir angelehnt an die strukturierte Beschaffung einen graduellen Anstieg der Absicherungsverpflichtung vor, der drei Jahre vorher startet.³

Vorteile der Absicherungspflicht gegenüber Kapazitätsfördermechanismen

Bei zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen muss eine zentrale Stelle explizite Festlegungen über die zukünftige Stromnachfrage und über Deratingfaktoren den Wert aller teilnahmeberechtigten Technologien zur Versorgungssicherheit treffen. Darüber hinaus haben implizite Festlegungen, wie beispielsweise die Vorlaufzeit zur Erfüllungsperiode und die Dauer des Lieferfensters, Auswirkungen auf die technologischen Teilnahmemöglichkeiten. Dabei gibt es vor allem drei Probleme, die sich gegenseitig beeinflussen und sich strukturell nicht auflösen lassen:

- **POLITISCHE FEHLPROGNOSEN:** Diese Festlegungen lassen sich nicht objektiv belastbar treffen. Sie basieren auf Annahmen über die Zukunft und sind zwangsläufig von politischen Zielen beeinflusst. Indem Vorgaben sich an bestehenden Technologien und Unternehmen orientieren, werden innovative Ansätze, die zur Steigerung der Kosteneffizienz beitragen können, zwangsläufig verdrängt.
- **POLITÖKONOMISCHE FEHLANREIZE:** Indem Verantwortung auf einzelne politische Entscheidungsträger übertragen wird, steigt die Risikoaversion im Vergleich zu marktwirtschaftlich effizienten Ansätzen. Daraus folgen Sicherheitsaufschläge auf die zu beschaffenden Mengen und technologische Präferenzen zugunsten etablierter Technologien und zulasten innovativer Ansätze.
- **POLITISCHE EINFLUSSNAHME:** Aufgrund der Informationsasymmetrien zwischen politischen Entscheidungsträgern und den Subventionsempfängern, können letztere ihr Spezialwissen nutzen, um die notwendigen Festlegungen zu ihren Gunsten zu beeinflussen.

Als Folge dieser drei strukturellen Probleme entstehen Zusatzkosten gegenüber einem effizienten Stromsystem, die per Umlage auf die Verbraucher sozialisiert werden müssen. Dabei sind die Kosten für Fehlprognosen und technologische Fehlallokation absehbar signifikant. Diese Zusatzkosten entstehen dadurch, dass diejenigen, die sie verursachen, nicht für

DIE ZUSATZKOSTEN VON KAPAZITÄTSMECHANISMEN DURCH FEHLPROGNOSEN, FEHLANREIZE UND POLITISCHE EINFLUSSNAHME SIND DER PREIS FÜR DIE FEHLENDE VERURSACHERGERECHTIGKEIT.

³ Dieser graduelle Anstieg hat eine Reihe von Vorteilen mit Blick auf die absehbare Lastentwicklung, er ist jedoch nicht zwingend für die Funktionsfähigkeit der Absicherungspflicht.

sie haften müssen (Moral Hazard). In anderen Worten: Die Zusatzkosten sind der Preis für die fehlende Verursachergerechtigkeit.

Die effektive Absicherungspflicht nutzt im Gegensatz dazu die Verursachergerechtigkeit als zentralen Anreiz für die kosteneffiziente Absicherung der Stromversorgung. Die Verpflichteten haben durch den Vertriebswettbewerb zudem einen inhärenten Anreiz, innovative Technologien zu nutzen, um die Stromversorgung möglichst kostengünstig und sicher zu gewährleisten.

Als zentraler Bestandteil des Vertriebswettbewerbs können im Rahmen ihrer Möglichkeiten auch erneuerbare Energien PPAs und Flexibilitätsoptionen zur Absicherung der Stromversorgung genutzt werden. Stromvertriebe haben einen starken Anreiz, die verfügbaren Flexibilitätsoptionen von Verbrauchern für die Absicherung zu nutzen. Dadurch steigt die Motivation zur Ausweitung der Messeinrichtungen und Ansteuerbarkeit der Verbraucher. Diese Einbindung erneuerbarer Energien und flexibler Technologien steht im Gegensatz zu zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen im Einklang mit den EU-Zielen zur Stärkung der Flexibilität des Stromsystems, u. a. von Art. 19e, f, g und h der Verordnung, sowie der Umwelt- und Klimaziele.

In der Realität werden ständig neue Informationen über Angebot, Nachfrage und Preise verfügbar. Deswegen ist die Handelbarkeit am Strommarkt entscheidend für die kontinuierliche Kostenoptimierung der Strombeschaffung. Für umfassende Kapazitätsfördermechanismen gibt es nach Art. 22 Abs. 3c der Verordnung die Vorgabe, dass Kapazitätsverpflichtungen übertragbar sein müssen. Das ist notwendig, um die (Kosten-)Risiken einer Teilnahme zu begrenzen und auf neue Informationen, wie beispielsweise die Verfügbarkeit, reagieren zu können. Dieser Übertragbarkeit sind in zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen aufgrund regulatorischer Vorgaben jedoch enge Grenzen gesetzt. Dadurch entstehen signifikante Ineffizienzen für das Stromsystem und Risiken für teilnehmende Kapazitäten, die sich in Risikoaufschlägen in den Kapazitätsgeboten widerspiegeln.

Die Regulierungstiefe von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen führt zu einem administrativen Mikromanagement, das marktwirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten zu großen Teilen durch politische und administrative Festlegungen verdrängt. Die effektive Absicherungspflicht nutzt die Optimierungsmöglichkeiten des Stromhandels als zentrales Koordinierungsinstrument, wodurch Kosteneffizienz gewährleistet ist. Indem die ursächliche Marktunvollkommenheit der Risikoexternalität durch die effektive Absicherungspflicht internalisiert wird, steigt die Fähigkeit des Strommarktes die Versorgungssicherheit über das Preissystem zu gewährleisten.

Verankerung des Verbraucherschutzes

Die Vorgabe zur Absicherungspflicht in Art. 18a der Strommarktrichtlinie zielt auf Basis der Erfahrungen der Energiekrise 2022 auf den Schutz der Verbraucher ab. Dieses Ziel ist daher ein zentrales Grundprinzip der effektiven Absicherungspflicht.

- Verbraucher mit Festpreisverträgen sind innerhalb der Vertragslaufzeit ohnehin gegen Preissteigerungen und Preisspitzen geschützt. Sie profitieren jedoch von der Absicherungspflicht, indem das Insolvenzrisiko ihrer Lieferanten sinkt. Daher sind Verbraucher mit Festpreisverträgen besser vor einem unfreiwilligen Wechsel des Lieferanten während einer akuten Krise geschützt.
- Verbraucher mit dynamischen Stromtarifen erhalten absehbar die Möglichkeit, selbst zu bestimmen, ob sie einen Basisbedarf langfristig absichern und darüber hinaus auf Strompreise reagieren wollen. Allerdings besteht auch für den abgesicherten Anteil ein Anreiz auf Strompreise zu reagieren. Abgesicherte Verbraucher können ihre Nachfrage gegen eine Vergütung reduzieren und dem Lieferanten eine optimale Verwertung der Strommenge ermöglichen.

In der Absicherungspflicht gibt es daher einen inhärenten Anreiz zur Kosteneffizienz, von dem Gesellschaft und Wirtschaft profitieren. Im Gegensatz dazu haben Verbraucher strukturelle Nachteile durch zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen.

- Selbst wenn die dynamische Kapazitätsumlage nach CISAF Anforderung 26 größtenteils auf diejenigen Verbraucher umgelegt wird, die in Spitzenpreiszzeiten Strom beziehen, sind sie nicht die Verursacher der Kapazitätskosten; sie werden aber ggf. von einer weiteren Elektrifizierung abgeschreckt. Die Kosten entstehen durch die zentrale Bedarfsprognose und die technologiespezifischen Deratingfaktoren, die unter Einfluss politökonomischer Fehlanreize vier bis sechs Jahre vorher auf Basis noch älterer Daten festgelegt werden. Es besteht ein Moral-Hazard-Fehlanreiz, weil diejenigen, die die Kosten verursachen, sie nicht tragen müssen.
- In einer marktwirtschaftlichen Organisation können Marktakteure kurzfristig auf Knappheitssituationen reagieren, indem Angebot und Nachfrage sich optimieren. Bei zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen sind die Kosten jedoch mehrere Jahre vorher bei der Kapazitätsbeschaffung entstanden und können daher lediglich per Umlage sozialisiert werden. Auf diese Weise werden in zentral geplanten Systemen Anreize zur Kosteneffizienz ausgehebelt.

- Anreize zur Kosteneffizienz äußern sich häufig in flexiblem Angebots- und Verbrauchsverhalten. Aber flexible Verbraucher sind ausgerechnet diejenigen, die sich aufgrund ihrer Heterogenität nicht leicht in zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen integrieren lassen. An die Stelle von Anreizen zur Steigerung der Kosteneffizienz treten daher Verteilungskonflikte um die Kapazitätskosten. Gut organisierte Gruppen mit gleichen Interessen können sich besser organisieren und ihre Interessen in politische Prozesse einbringen als Klein- und Privatverbraucher.

Alle Verbraucher profitieren von der effektiven Absicherungspflicht durch die gesteigerte Kosteneffizienz des Stromsystems. Zudem können Verbraucher im Rahmen der effektiven Absicherungspflicht ihre Strombezugskosten aufgrund der Verursachergerechtigkeit besser beeinflussen als in umlagebasierten Kapazitätsfördermechanismen. Das gilt insbesondere, wenn einzelne Verbrauchergruppen von der Kapazitätsumlage weitgehend befreit werden und andere Verbrauchergruppen die dadurch entstehenden Zusatzkosten bezahlen müssen.

5 Die Modellierung der Versorgungssicherheit

SELBSTERFÜLLENDE PROPHEZEIGUNG

Festlegungen auf Basis durchschnittlicher Kennzahlen, methodische Annahmen und selektive Inputparameter geben die Ergebnisse vor.

Um zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen einzuführen, ist ein Nachweis der Erforderlichkeit entsprechend der Strombinnenmarktverordnung und der Beihilfeleitlinien (KUEBLL) erforderlich. Dieser Nachweis muss durch einen Zuverlässigkeitsstandard und eine Berechnung der Angemessenheit der Ressourcen erbracht werden. In diesem Kapitel diskutieren wir diese Herangehensweise und zeigen, dass die verwendeten

Methoden und Inputannahmen nicht geeignet sind, um einen derart tiefen Markteingriff zu rechtfertigen. Denn die Methoden und Inputannahmen beruhen nicht auf transparenten, objektiven und nachprüfbar Kriterien. Mit der effektiven Absicherungspflicht gibt es eine mildere und zielgenauere Alternative, die die Funktionsfähigkeit des Marktes stärkt, anstatt sie weiter zu verzerren.

5.1 DER ZUVERLÄSSIGKEITSSTANDARD

Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (ausgedrückt als Value of Lost Load - LOLE) beruht auf der sog. ACER-Methodik (entsprechend Art. 23 Abs. 6 der Verordnung). In der Methodik werden die Kosten des günstigsten Marktzutritts der benötigten Technologie (Cost of New Entry – CONE) in ein Verhältnis zum Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load – VOLL) gesetzt, mit dem Ziel einen sozioökonomisch effizienten Zuverlässigkeitsstandard zu berechnen. Die folgende Formel stellt den Zusammenhang dar (ACER, 2020):

$$\text{LOLE}_{\text{RT}} = \frac{\text{CONE}_{\text{fixed}}}{\text{VOLL}_{\text{ZS}} - \text{CONE}_{\text{var}}}$$

LOLE_{RT} ist die LOLE-Grenze der Referenztechnologie in Stunden/Jahr (h/a)

$\text{CONE}_{\text{fixed}}$ ist die Schätzung der Fixkosten der Referenztechnologie in EUR/MW

VOLL_{ZS} ist der VOLL für den Zuverlässigkeitsstandard in EUR/MWh

CONE_{var} sind die variablen Kosten der Referenztechnologie in EUR/MWh, wenn die variablen Kosten im Vergleich zum VOLL_{ZS} vernachlässigbar sind, können sie weggelassen werden

Für die deutsch-luxemburgische Gebotszone wurde als Zuverlässigkeitsstandard ein LOLE von 2,77 h/a berechnet (ILR und BNetzA, 2021). Als Interpretationshilfe kann man sich vorstellen, dass der Strompreis im Durchschnitt 2,77 Stunden im Jahr dem VOLL entsprechen müsste, um die Referenztechnologie zu finanzieren. Wenn der VOLL niedriger wäre, dann

müsste der entsprechende Preis für die Finanzierung der Referenztechnologie häufiger auftreten. Und wenn der CONE niedriger wäre, dann müsste der Preis dementsprechend seltener auftreten.

Diese Berechnung dient jedoch dazu, diesen wirtschaftlichen Zusammenhang außerhalb des Marktkontextes zu berechnen, weil im VOLL entsprechend Art. 7 Abs. 2a der ACER-Methodik lediglich preisinelastische Verbraucher berücksichtigt sein sollten, die ihre Zahlungsbereitschaft nicht ausdrücken können. Da ein wachsender Anteil der Nachfrage eine Echtzeitmessung hat und immer mehr Verbrauchstechnologien steuerbar sind, verliert die Berechnungslogik des VOLL zunehmend an Bedeutung.

Wenn ein hinreichend großer Teil der Nachfrage auf Strompreise reagieren kann, um eine freiwillige Markträumung herzustellen, dann sinkt die Wahrscheinlichkeit einer erzwungenen Versorgungsunterbrechung für preisunelastische Verbraucher. Dann verliert das (VOLL-) Szenario an Relevanz, in dem Verbraucher vor einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung bewahrt werden müssen. Das folgende Rechenbeispiel verdeutlicht diesen Zusammenhang

HINTERGRUND: ABLÖSUNG DES VOLL-KONZEPTS DURCH PREISELASTISCHE VERBRAUCHER

Angenommen die relevante Referenztechnologie benötigt 50.000 EUR pro Jahr für die Finanzierung der Investition. Wenn wir für dieses Gedankenexperiment von alternativen und ergänzenden Zahlungsströme durch den Terminmarkt oder Systemdienstleistungen etc. abstrahieren, dann kann man vereinfachend annehmen, dass ein Preis von 1.000 EUR/MWh fünfzig Mal auftreten müsste. Oder ein Preis von 500 EUR/MWh müsste einhundert Mal auftreten. Und dementsprechend müsste ein Preis (bzw. genauer gesagt ein Deckungsbeitrag) von 250 EUR/MWh zweihundert Mal auftreten. Wenn hinreichend viele flexible Verbraucher bereit sind, ihren Stromverbrauch in 200 von 8.760 Stunden bei einem Strompreis zu reduzieren, der für die relevante Technologie einen Deckungsbeitrag von 250 EUR/MWh erlaubt, dann wäre in diesem vereinfachten Gleichgewichtsbeispiel die freiwillige Markträumung – und damit die sichere Stromversorgung – stets gewährleistet.

Da es eine Vielzahl verschiedener Verbraucher und entsprechender Verbrauchstechnologien gibt, die ihre Nachfrage in einer großen Bandbreite an Strompreisen reduzieren würden, und weil es eine Vielzahl von angebotsseitigen Technologien gibt, die ihr Angebot bei entsprechenden Preisniveaus durch Investitionstätigkeiten ausweiten würden, ist ein administrative Entscheidung

darüber, welches Preisniveau und welche Technologien relevant sind, in einem liberalisierten Markt nicht angemessen.

Die ACER-Methode soll zu einer Steigerung der Effizienz des Marktes und der Versorgungssicherheit beitragen (ACER, 2020). Allerdings entspricht die Herangehensweise einer integrierten Ressourcenplanung und ist damit nicht kompatibel mit der Anreizsystematik und den Zielen liberalisierter Strommärkte.

INFOBOX: LIBERALISIERUNG DES STROMMARKTES

Das erste Energiepaket (96/92/EG) im Jahr 1996 hatte das Ziel, den Strommarkt zu liberalisieren und den EU-Binnenmarkt zu stärken, u. a. um die **Effizienz des Stromsystems und damit die Wettbewerbsfähigkeit der EU-Wirtschaft zu steigern**. Damit effektiver Wettbewerb möglich werden kann, war es nötig Monopolstrukturen aufzubrechen und den Netzbereich von der Stromerzeugung zu trennen. Zur Etablierung des Wettbewerbs gehörte auch, die Spezialinformationen der Verbundunternehmen zu hinterfragen und belastbare Alternativen zu ermöglichen. So hat beispielsweise eine Gruppe der damaligen deutschen Verbundunternehmen (u. a. PreussenElektra, RWE Energie, Bayernwerk) 1993 mit der Aussage für Kernkraftwerke geworben, dass **„regenerative Energien, wie Sonne, Wasser oder Wind langfristig nicht mehr als 4 % des deutschen Strombedarfs decken können“** (Deutsche Stromversorger, 1993). Die Liberalisierung des Strommarktes, und damit die breitere Zugänglichkeit des Spezialwissens war daher eine notwendige Voraussetzung, um die Transformation des Stromsystems zu ermöglichen.

Bei genauer Betrachtung der Methode und der notwendigen Annahmen wird deutlich, dass sie im Widerspruch zu realen Marktprozessen stehen und zu nicht belastbaren Ergebnissen führen. Im Folgenden diskutieren wir die notwendigen Methoden und Inputparameter des VOLL, des CONE und schließlich die fehlende Belastbarkeit des Sicherheitsstandards.

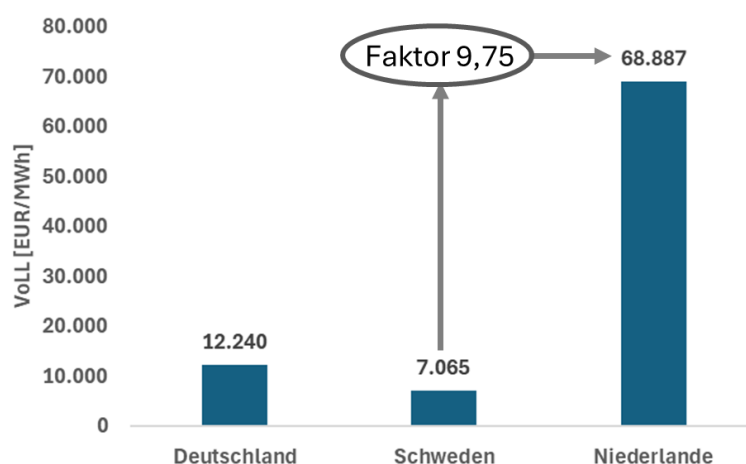
5.1.1 Der Value of Lost Load – VOLL

Der VOLL für den Zuverlässigkeitsstandard soll den maximalen Strompreis widerspiegeln, den Verbraucher bereit sind für eine vermiedene Versorgungsunterbrechung zu bezahlen. Er wird berechnet, indem die Zahlungsbereitschaft per Fragebogen oder über Statistiken der Wertschöpfung für verschiedene Konsumentengruppen ermittelt wird und anschließend entsprechend ihrem erwarteten Beitrag zum Lastabwurf gewichtet. Kapeller

et. al (2026, S. 5) merken hinsichtlich der VOLL-Methodik an: „[...] it must ultimately be noted that the ACER methodology significantly lags behind the current state of research.“

Laut ILR und BNetzA (2021) sind für die Berechnung des deutsch-luxemburgischen VOLL lediglich 197 Antworten eingegangen, was nach Aussage der Autoren „keine robuste Schätzung“ ermöglichte. Daher wurde der VOLL auf Basis öffentlicher statistischer Daten, wie Stromverbrauch und Wertschöpfung ermittelt. Bei kommerziellen Betreibern wurde die Bruttowertschöpfung durch den Stromverbrauch geteilt.⁴ Bei Haushalten wurde der Wert der Freizeit berücksichtigt. Der resultierende VOLL für Deutschland beträgt 12.240 EUR/MWh. Abbildung 3 stellt den deutschen VOLL dar, im Vergleich zu dem höchsten und niedrigsten VOLL ausgewählter anderer nordeuropäischer Länder.

Abbildung 3: VOLL-Vergleich nordeuropäische Länder



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis ACER (2025).

Anhand der Abbildung ist ersichtlich, dass sich die VOLL-Werte zwischen Schweden und den Niederlanden um den Faktor 9,75 unterscheiden. Es ist unwahrscheinlich, dass reale Zahlungsbereitschaften zwischen diesen beiden Ländern tatsächlich in dieser Größenordnung voneinander abweichen. Wir

⁴ Fußnote: Entsprechend Art. 7 Abs. 2 der ACER-Methodik soll der preiselastische Verbrauch nicht berücksichtigt werden. Das ist konsistent, da preiselastische Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaft über Vertragsbedingungen und ihr Verbrauchsverhalten offenlegen können. Der VOLL für den Zuverlässigkeitsstandard soll lediglich den inelastischen Anteil der Nachfrage abdecken, da diese Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaft nicht ausdrücken können. Da in der Berechnung des deutschen VOLL lediglich Durchschnittswerte eingeflossen sind, ist nicht ersichtlich, wie preiselastische Verbraucher berücksichtigt wurden. Zumal für den Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA preiselastische Verbraucher berücksichtigt werden müssen.

sehen daher diesen Vergleich als Beleg dafür an, dass die Berechnung des VOLL ein signifikantes Maß an Willkür ermöglicht und daher nicht belastbar ist.

Durchschnittswerte führen zu Ineffizienz

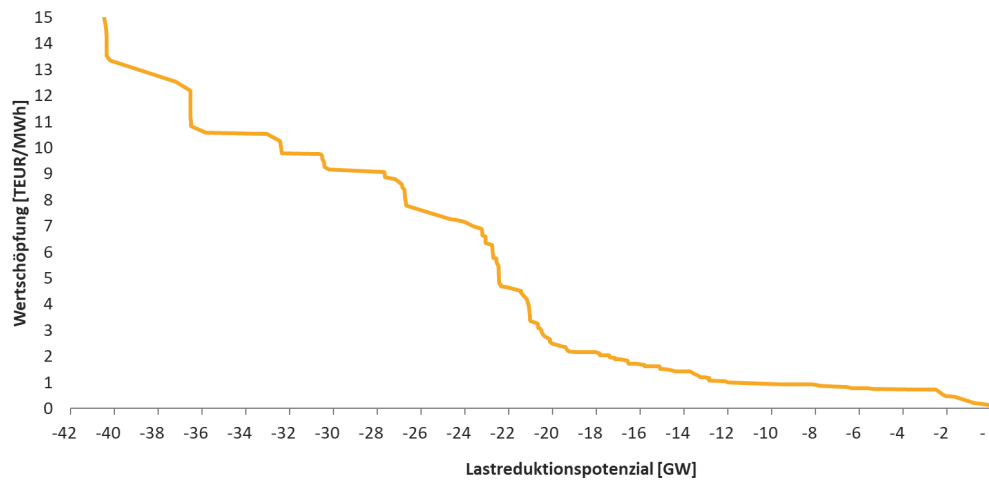
Bei der Interpretation des VOLL als Zahlungsbereitschaft für eine sichere Energieversorgung kann eine niedrige Zahlungsbereitschaft als Anreiz für flexibles Verbrauchsverhalten interpretiert werden, um hohe Preise zu vermeiden und niedrige Preise möglichst umfänglich zu nutzen. Ein hoher VOLL, bzw. eine hohe Zahlungsbereitschaft, kann als hohe Investitionsbereitschaft für eine sichere Stromversorgung interpretiert werden. Das kann sich durch Investitionen in Eigenerzeugung, in Energiespeicherung oder durch eine möglichst umfängliche Absicherung an den Terminmärkten ausdrücken. Wenn eine hohe Zahlungsbereitschaft nicht zu einer hohen Investitionsbereitschaft führt, dann sollte die Lösung in Marktreformen liegen, um die Investitionsanreize wirken zu lassen, anstatt durch zusätzliche Marktverzerrungen, die Investitionsbereitschaft weiter zu schwächen. Dementsprechend deuten eine niedrige Zahlungsbereitschaft ohne preiselastisches Verhalten bzw. ohne Investitionen in Flexibilisierungsmöglichkeiten ebenfalls auf die Notwendigkeit von Reformen hin.

WENN EINE NIEDRIGE ZAHLUNGSBEREITSCHAFT SICH NICHT IN FLEXIBLEM BZW. PREISELASTISCHEM VERHALTEN WIDERSPIEGELT, DEUTET DAS AUF DIE NOTWENDIGKEIT VON MARKTREFORMEN HIN.

Die Betrachtung eines Durchschnittswertes ist nicht sachdienlich, da er impliziert, dass die Hälfte der Nachfrage reduziert werden müsste, bevor die entsprechende Zahlungsbereitschaft betroffen wäre. Weil diese Hälfte der Nachfrage eine unterdurchschnittliche Zahlungsbereitschaft hat, sollte sie sich in einem flexiblen Verbrauchsverhalten ausdrücken. Stattdessen werden sie bei der Einführung eines zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismus verpflichtet, per Umlage die andere Hälfte der Nachfrage mit einer höheren Zahlungsbereitschaft mitzufinanzieren.

Abbildung 4 zeigt zur illustrativen Veranschaulichung die durchschnittliche Wertschöpfung pro MWh verschiedener Wirtschaftszweige auf Länderebene in Form einer nachfrageseitigen Merit-Order.

Abbildung 4: Illustrative nachfrageseitige Merit-Order



Quelle: Connect (2014).

In der Abbildung wird deutlich, dass es eine große Bandbreite an Zahlungsbereitschaften gibt, die sich auf effiziente Weise durch Investitionen in Flexibilisierung oder Erzeugungskapazitäten ausdrücken können. Diese Bandbreite durch eine Durchschnittszahl auszudrücken, widerspricht dem Anspruch, einer effizienten Bewirtschaftung der sicheren Versorgung. Eine effiziente Bewirtschaftung orientiert sich stets am situationsspezifischem Grenznutzen, nicht am durchschnittlichen Nutzen. Wie das Zahlenbeispiel in der Infobox „Auflösung des VOLL-Konzepts durch flexible Verbraucher“ aufzeigt, wären lediglich 200 Stunden mit einem Deckungsbeitrag von 250 EUR/MWh notwendig, um eine Investition mit einer Annuität von 50.000 EUR/MW zu refinanzieren. Das Potenzial dafür sollte mit Blick auf Abbildung 4 vorhanden sein.

EINE EFFIZIENTE BEWIRTSCHAFTUNG DER NACHFRAGE ORIENTIERT SICH STETS AM SITUATIONSSPEZIFISCHEM GRENZNUTZEN, NICHT AM DURCHSCHNITTLICHEN NUTZEN.

Sollte es notwendig werden, in begrenztem Maße Last abzuwerfen, sollte sich der Lastabwurf im Sinne der ACER-Methode, an der Nachfrage mit der geringsten Wertschöpfung orientieren. Entsprechen der vereinfachten Darstellung in Abbildung 4 müssten ca. 38 GW Last abgeworfen werden, bevor der durchschnittliche VOLL-Wert in Höhe von 12.240 EUR/MWh erreicht würde. Das ist offensichtlich unrealistisch. Gleichzeitig würde es bedeuten, dass diese Nachfrage in vielen Stunden ihre Zahlungsbereitschaft durch sehr hohe Preise am Strommarkt signalisieren würde, wodurch entsprechende Investitionen ausgelöst würden. Wenn es hingegen möglich wäre, das Marktgleichgewicht durch geringere freiwillige Nachfrageflexibilität herzustellen, dann sollte der

angemessen VOLL-Wert entsprechend niedriger ausfallen als der Durchschnittswert.

Zwischenfazit zum VOLL

Anhand der Diskussion wird deutlich, dass das VOLL-Konzept im Widerspruch zum ökonomischen Prinzip der freiwilligen Markträumung durch Zahlungsbereitschaft steht. Der VOLL diente ursprünglich dazu, in einem zentral geplanten Stromsystem die Kosten einer Versorgungsunterbrechung zu berechnen, um die Erzeugungsleistung in ausreichendem Umfang zu dimensionieren. Weil die Kosten der Stromversorgung kontinuierlich anstiegen, wurde eine marktwirtschaftliche Organisation des Stromsystems eingeführt. Seit der Liberalisierung des Strommarktes basiert das Stromsystem daher auf marktwirtschaftlichen Prinzipien. In Kombination mit der technologischen Entwicklung der letzten 30 Jahre zu denen u. a. die Digitalisierung – inklusive der Steuerung einer Vielzahl von dezentralen Verbrauchseinrichtungen (z. B. Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen) – und die Kostenreduktion von Groß-, Gewerbe- und Heimspeichern gehören, ist das VOLL-Konzept nicht mehr sachdienlich und nicht mehr belastbar zu berechnen. In ACER (2020) wird in Randnummer 10 betont, dass „die Berechnungen des CONE, des einzelnen VOLL für den Sicherheitsstandard und der Sicherheitsstandard an sich, Gegenstand signifikanter Unsicherheit sein können“, womit sie dem Anspruch der transparenten, objektiven und nachprüfbar Kriterien aus Art. 23(6) der Verordnung zuwiderlaufen.

Für den Umgang mit den real existierenden Unsicherheiten wird jedoch lediglich darauf verwiesen, dass diese Unsicherheiten angemessen kommuniziert und erklärt werden müssen, um effiziente Entscheidungen bezüglich der Versorgungssicherheit sicherzustellen. Allerdings können signifikante fundamentale Unsicherheiten von quantitativen Ergebnissen nicht durch Erklärungen in effizienten Entscheidungen münden. Vielmehr unterstreichen die real vorhandenen Unsicherheiten die Nachteile zentraler Ansätze gegenüber der marktwirtschaftlichen Organisation. Die marktwirtschaftliche Organisation adressiert Unsicherheiten durch das Entdeckungsverfahren einer Vielzahl von Marktakteuren, wodurch effiziente Ergebnisse angereizt werden.

5.1.2 Cost of New Entry - CONE

Der Cost of New Entry (CONE) soll entsprechend der ACER-Methodik die Kosten derjenigen Technologie widerspiegeln, die voraussichtlich für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig ist. Die Herausforderung bei der Bewirtschaftung mithilfe zentraler

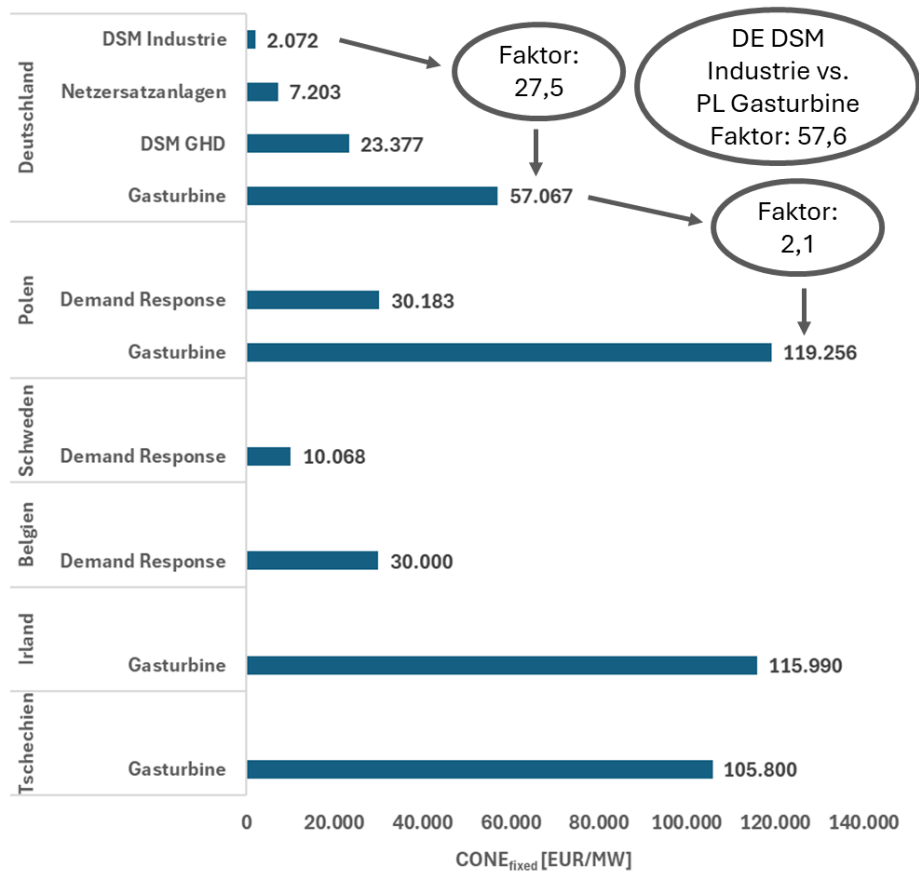
Planungsinstrumente liegt in der Bereitstellung verlässlicher Daten und der inhärenten politökonomischen Fehlanreize, die der Bereitstellung verlässlicher Daten entgegenwirken (siehe Infoboxen: „Anmaßung von Wissen“, „Informationsasymmetrien und Anreizkompatibilität“ sowie „Rent-Seeking und Regulatory Capture“ in Kapitel 3). Unsicherheiten bestehen u. a. in diesen Bereichen:

- Welche Technologie wird benötigt, um die Versorgung zu sichern?
- Wie hoch sind die Kosten der relevanten Technologien?
- Wie verändern sich die Kosten im Zeitverlauf?

In marktwirtschaftlich organisierten Systemen benötigen politische Entscheidungsträger keine Annahmen über diese Faktoren. Das ist sinnvoll, weil diese Daten erst durch die Investitionsentscheidungen der Marktakteure entstehen. Denn eine Kostenschätzung durch Befragungen führt zu anderen Ergebnissen als die Offenbarung von Kosten durch Investitionsentscheidungen. Denn erst Verhandlungen mit verschiedenen Konkurrenten über Kosten und andere Vertragsbestandteile, wie beispielsweise Garantien, Lieferbedingungen und Servicevereinbarungen offenbaren die tatsächlichen Kosten.

Die Vorteile der Informationsoffenbarung im Markt gegenüber administrativ festgelegten Zahlen wird mit Blick auf Abbildung 5 deutlich. In der Abbildung sind die verschiedenen Referenztechnologien ausgewählter europäischer Länder dargestellt, die für die länderspezifischen Berechnung der Zuverlässigkeitsstandards genutzt werden.

Abbildung 5: CONE-Vergleich europäischer Länder



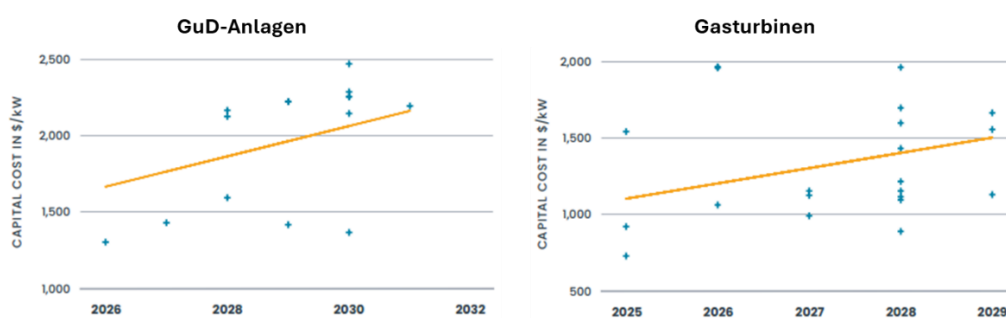
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ACER (2025).

In der Abbildung wird ersichtlich, dass sich die Fixkosten der verschiedenen Referenztechnologien allein in Deutschland um den Faktor 27,5 unterscheiden. Doch selbst die Kosten einer Gasturbine, die eine standardisierte Technologie darstellt, unterscheidet sich zwischen Deutschland und Polen um den Faktor 2,1. Die polnische Kostenschätzung für eine Gasturbine scheint den aktuellen Marktbedingungen eher zu entsprechen als die deutsche Schätzung. Denn in der polnischen Kapazitätsauktion vom 17. Juli 2025 landete der Preis knapp unter dem Preisdeckel bei ca. 123.000 EUR/MW (ca. 534.090 PLN/MW). Damit unterscheiden sich die in Deutschland angegebenen Referenztechnologien um den Faktor 57,6.

Wenn diese Zahlen für die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards genutzt werden, wird anhand der Bandbreite deutlich, dass die Ergebnisse nicht belastbar sein können. Im Gegensatz dazu, setzten sich im marktwirtschaftlichen Wettbewerb die Technologien durch, die für das jeweilige Unternehmen das beste Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen.

Ein Grund für die großen Kostenunsicherheit bei Gasturbinen ist die aktuell hohe Nachfrage im Verhältnis zum Angebot. In Märkte mit Nachfrageüberhang entscheiden nicht die Kosten der Produktion den Preis, sondern die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage. Ein großer Teil des Nachfrageanstiegs ist auf die Eigenversorgung von Rechenzentrum zurückzuführen, die aufgrund des hohen Wettbewerbs um Fortschritte bei der künstlichen Intelligenz eine hohe Zahlungsbereitschaft aufweisen. Abbildung 6 zeigt eine Kostenübersicht aktueller Gasturbinenprojekte in den USA anhand des Jahres ihrer geplanten Inbetriebnahme.

Abbildung 6: Kostenentwicklung von Gaskraftwerken in den USA



Quelle: Gridlab et. al (2025).

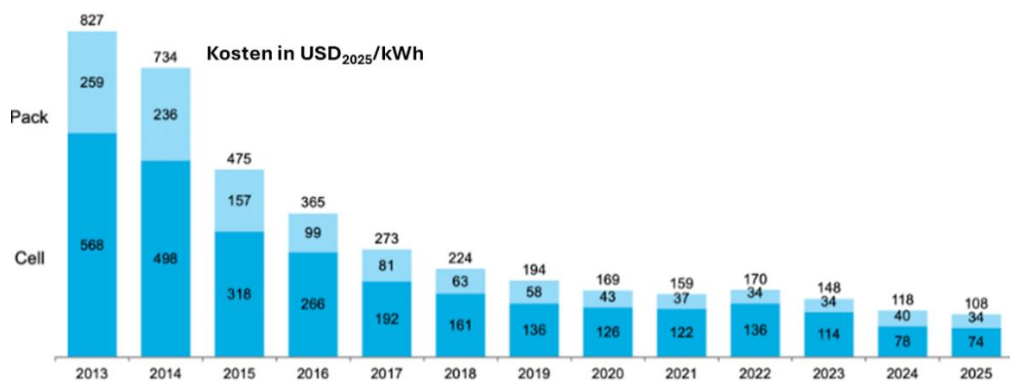
Die künstliche Nachfragesteigerung durch eine Subventionierung ausgewählter Technologien führt entsprechend der ökonomischen Theorie zu höheren Kosten für diese Technologie, weil die Zahlungsbereitschaft – die in angebotsbeschränkten Märkten den Preis setzt – dementsprechend ansteigt. Aktuelle Projekte in den USA haben Kosten für offene Gasturbinen von bis zu 2.000 USD/kW. Darin sollten alle relevanten Kosten für Transformatoren, Schalttechnik, etc. enthalten sein. Bei aktuellen Umrechnungsfaktoren und realistischen Finanzierungsbedingungen bewegen sich die annuitätischen Kosten der teuersten Projekte in der Größenordnung von 200.000 EUR/MWa, also mehr als 60 % über den polnischen Annahmen.

Ein weiterer Hinweis auf das derzeit hohe Preisniveau liefert die jüngste Auktion des PJM-Kapazitätsmarktes für die Lieferperiode 2027/2028. Die Auktion war um 6,62 GW unterdeckt, weil für die Gebotsobergrenze ein CONE von 121.705 USD/MWa höhere Gebote ausgeschlossen hat. Diese Ergebnisse liegen in der Größenordnung der polnischen Kapazitätsauktion aus dem Jahr 2025. Eine Simulation ohne Gebotsobergrenze führte im PJM-Kapazitätsmarkt jedoch zu einem Kapazitätspreis von 193.377 USD/MWa (PJM, 2025a).

Wettbewerb identifiziert Substitutionen

Diese Kostendynamik bei Gaskraftwerken führt dazu, dass Substitutionstechnologien relevanter werden, um zu vermeiden, dass sich diese Kostensteigerungen ungebremst in steigende Systemkosten übersetzen. Eine entgegengesetzte Kostendynamik lässt sich beispielsweise bei Batteriespeichern beobachten. Abbildung 7 stellt die Kostensenkungen der letzten Jahre dar.

Abbildung 7: Kostenentwicklung von Batteriespeichern



Quelle: Volta Foundation (2026).

Die Daten in Abbildung 7 stellen Durchschnittswerte über Regionen und Technologietypen dar. Nach BNEF (2026) sind die Benchmarkkosten (Levelised Costs) für einen Vier-Stunden-Speicher allein in 2025 um 27 % auf 78 USD/MWh gesunken. Seit der Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (ILR und BNetzA, 2021) haben sich die Kosten somit signifikant reduziert, wodurch beispielsweise die Kosten und das Potenzial für die Verbrauchsflexibilisierung signifikant verändert haben. Diese Kostendynamiken zeigen, weswegen ein kontinuierlicher technologie- und innovationsoffener Wettbewerb für die Kosteneffizienz des Stromsystems entscheidend ist.⁵

Eine jahresscharfe Referenztechnologie festzulegen, die sich in ihren Kosten deutlich von den Substitutionstechnologien unterscheidet und signifikante Auswirkungen auf den Zuverlässigkeitsstandard hat, ist weder sachgerecht noch belastbar möglich. Die Annahmen über Kosten und Nutzen der verschiedenen Technologien sollten daher nicht viele Jahre vor dem Markteintritt von zentralen Institutionen getroffen werden, sondern – im Sinne der Verursachergerechtigkeit – von den verantwortlichen Marktakteuren zum

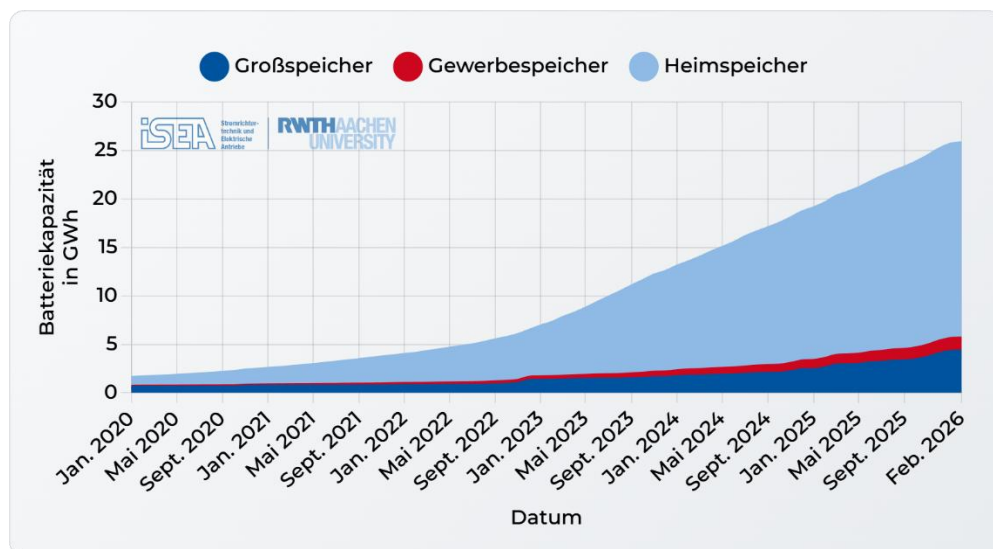
⁵ Selbstverständlich stellen Gaskraftwerke und Batteriespeicher keine vollständigen Substitute dar, aber die graduelle Substitution zur Bewirtschaftung von zunehmend längeren Lastspitzen wächst mit der Speicherdauer.

Zeitpunkt der Investition, der ebenfalls Bestandteil einer marktwirtschaftlichen Optimierung ist.

Das Potenzial unkonventioneller Flexibilitätsoptionen

Parallel zu diesen beiden Technologien setzt sich der Trend zur Digitalisierung weiter fort, weswegen eine Vielzahl dezentraler Flexibilitätsoptionen für die Absicherung des Stromsystems verfügbar werden, deren primärer Nutzen außerhalb des Strommarktes liegt. Beispielsweise adressieren Elektroautos ein Mobilitätsbedürfnis, Wärmepumpen heizen den Wohnraum und Heimspeicher dienen in der Regel dazu, den Anteil der PV-Eigenversorgung zu steigern. Abbildung 8 stellt die Entwicklung verschiedener Speicheranwendungen gegenüber, die in Summe auf inzwischen über 25 GWh angewachsen sind.

Abbildung 8: Entwicklung der Batteriekapazität in Deutschland

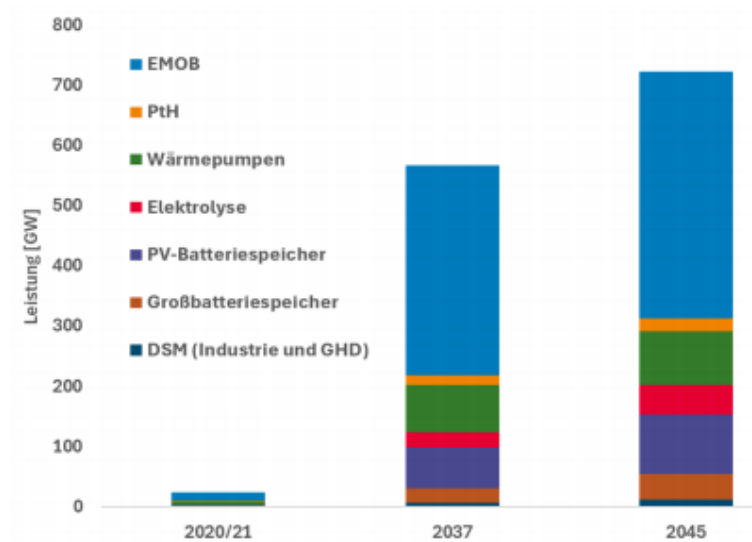


Quelle: Battery-Charts (2026).

Die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen steigert nicht nur die Versorgungssicherheit des Stromsystems, sie steigert auch die Kosteneffizienz und durch die höhere Nutzung erneuerbarer Energien auch die Umweltverträglichkeit. Für ihre Abrechnung und den Zugriff für die Netzengpassbewirtschaftung (insb. EnWG 14a), sind die Voraussetzungen zunehmend vorhanden, um diese Technologien zu virtuellen Kraftwerken zu vernetzen und ihr Nutzenpotenzial dem Strommarkt zur Verfügung zu stellen. Diese Technologien sind jedoch nicht darauf angewiesen, ihre Investitionskosten über den Strommarkt zu refinanzieren. Die sekundäre Nutzung für den Strommarkt stellt daher eine positive Externalität dar, bei der sich lediglich die Opportunitätskosten der Nutzung im Strompreis

widerspiegeln. Abbildung 9 stellt dar, in welchen Größenordnungen sich dieses Potenzial in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln wird.

Abbildung 9: Entwicklung dezentraler Flexibilitätsoptionen in Deutschland



Quelle: Connect (2024).

Die Vielzahl der Substitutionsmöglichkeiten durch im Wettbewerb stehende Technologien macht es unmöglich, mehrere Jahre im Voraus zu bestimmen, welche Technologien notwendig sind. Insbesondere die Nutzung der dezentralen Flexibilitätsoptionen steigern die Preiselastizität der Nachfrage, wodurch sich die Zahlungsbereitschaft für die Stromversorgung im Strompreis widerspiegelt, und ein verlässliches Investitionssignal darstellt. Wenn anstelle der Nutzung dieser unkonventionellen Flexibilitätsoptionen der politische Wunsch darin besteht, ihre Nutzung mithilfe von Gaskraftwerken abzusichern, verdeutlicht ein Blick auf die Größenordnungen der Anschlussleistung der dezentralen Flexibilitätsoptionen die Kostenrisiken für das Stromsystem.

Die Vielzahl der im Substitutionswettbewerb stehenden Technologien, mit in Summe nahezu unbegrenztem Potenzial macht eine Entscheidung darüber, welche Technologie zu einem zukünftigen Zeitpunkt die Referenztechnologie darstellt, nicht belastbar. Das wird noch deutlicher, wenn man die Kostenunterschiede um Faktoren von ca. 27,5 bis 57,6 betrachtet. Dem gegenüber stehen sogar Potenziale unkonventioneller Flexibilitätsoptionen, die dem Strommarkt als positive Externalität, nahezu fixkostenlos zur Verfügung stehen. Anstelle administrativer Vorgaben sollten marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine kosteneffiziente Nutzung der verfügbaren Technologien ermöglichen.

5.1.3 Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards

Im Folgenden stellen wir schrittweise dar, wie in ILR und BNetzA (2021) der deutsche Zuverlässigkeitsstandard (bzw. der Referenzwert für die Loss of Load Expectation – LOLE) in Höhe von 2,77 h/a berechnet wurde.

Schritt 1: Berechnung des technologiespezifische CONE und des LOLE für die jeweiligen Referenztechnologien

Die Kosten der Referenztechnologie werden in ein Verhältnis zum VOLL (12.240 EUR/MWh) gesetzt, um den LOLE für die Referenztechnologie zu berechnen. Aus dem relevanten LOLE leitet sich schließlich der Zuverlässigkeitsstandard ab.

Abbildung 10: CONE und LOLE der Referenztechnologien

Technologie	CONE _{fix} [€/MWa]	CONE _{var} [€/MWh]	LOLE_RT [h/a]
Gasturbine	57.067	80	4,7
DSH GHD	23.377	12	1,9
Netzersatzanlagen	7.203	2	0,6
DSM Industrie	2.072	450	0,2

Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ILR und BNetzA (2021).

Je nachdem, welche Technologie für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig ist, kann der LOLE zwischen 0,2 h/a auf Basis der industriellen Lastflexibilität und 4,7 h/a auf Basis einer Gasturbine schwanken. Wenn stattdessen das Ergebnis der polnischen Auktion aus dem Jahr 2024 genutzt würde (123.000 EUR/MWa), dann läge der entsprechende LOLE-Wert bei 10 h/a.

Schritt 2: Potenzialabschätzung der Referenztechnologien

Im nächsten Schritt wird das Potenzial der Referenztechnologien festgelegt, um zu prüfen, ob es ausreicht, um im jeweiligen Stützjahr die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Abbildung 11: Residuale Potenzial der Referenztechnologie nach Stützjahren

Stützjahr	Residuale Potenziale [MW]			
	DSM GHD	DSM Industrie	Netzersatzanlagen	Gasturbine
2023			0	unbegrenzt
2025			0	unbegrenzt
2026	40	274	0	unbegrenzt
2028	551		0	unbegrenzt
2031			0	unbegrenzt

Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ILR und BNetzA (2021).

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass in den Stützjahren 2023 und 2025 lediglich Gasturbinen ein relevantes Potenzial aufweisen. In den Stützjahren 2026 und 2028 weist das Lastflexibilitätspotenzial von GHD und Industrie ein begrenztes Potenzial von wenigen hundert MW auf. Im Stützjahr 2031 haben lediglich Gasturbinen ein relevantes Potenzial. Allerdings ist die Annahme, dass Gasturbinen ein unbegrenztes Potenzial haben vor dem Hintergrund der aktuellen Knappheit fragwürdig.

Schritt 3: Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards

Es wurde ermittelt, dass bis zum Jahr 2031 „keinerlei Unterdeckung“ zu erwarten ist, weswegen das jeweils günstigste verfügbare Potenzial die Referenztechnologie stellt. Abbildung 12 stellt auf dieser Basis die Referenztechnologien der entsprechenden Jahre dar.

Abbildung 12: Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards

Jahr	LOLE_RT [h/a]	Referenztechnologie
2023	4,7	Gasturbine
2024	4,7	Gasturbine
2025	4,7	Gasturbine
2026	0,2	DSM Industrie
2027	0,2	DSM Industrie
2028	1,9	DSM GHD
2029	1,9	DSM GHD
2030	1,9	DSM GHD
2031	4,7	Gasturbine
Durchschnitt	2,77	

Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ILR und BNetzA (2021).

Abbildung 12 stellt dar, welche Referenztechnologie mit dem jeweiligen LOLE in den betrachteten Jahren zwischen 2023 und 2031 relevant sind. Anschließend wird der Durchschnitt der LOLE-Werte über die Jahre 2023 bis 2031 gebildet, um den durchschnittlichen LOLE von 2,77 h/a für den Zeitraum auszurechnen, in dem keine Unterdeckung zu erwarten ist. Wenn allein der LOLE-Wert für die Gasturbine aufgrund der aktuellen Kostenschätzung auf 10 h/a aktualisiert würde, dann würde der LOLE-Wert auf 5,12 h/a ansteigen. Wenn als relevanter Zeitpunkt das Einführungsjahr eines Kapazitätsfördermechanismus 2031 herangezogen würde, dann würde der LOLE-Wert auf 10 h/a ansteigen. Der LOLE würde demnach um mehr als den Faktor 3,6 ansteigen.

Mit Blick auf die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards und der diskutierten Unsicherheiten bei der Berechnung des VOLL und der CONE-Werte der Referenztechnologien wird deutlich, dass sie den Ansprüchen einer objektiven Belastbarkeit nicht gerecht werden können (siehe Infobox: „Anmaßung von Wissen“ in Kapitel 3).

Eine Durchschnittsbildung über Zeitpunkte scheint mit Blick auf die Anwendung des Versorgungssicherheitsstandards nicht angemessen zu sein. Derzeit wird eine Einführung der KWS für das Lieferjahr 2031 geplant. Die folgende Übersicht stellt die Unsicherheit der LOLE-Werte für den Zuverlässigkeitsstandard dar:

- Da der Kapazitätsfördermechanismus im Jahr 2031 eingeführt werden soll, sind die vorherigen Werte nicht mehr relevant, weswegen zumindest ein LOLE von 4,7 h/a angemessener erscheint. Das entspricht einer Steigerung um den Faktor 1,7 gegenüber dem aktuellen Wert.
- Berücksichtigt man jedoch die Kostensteigerungen der Gasturbinen und nutzt die Ergebnisse des polnischen Kapazitätsfördermechanismus, dann wäre der entsprechende LOLE-Wert bei 10 h/a, also über 3,6-Mal so hoch, wie der aktuelle deutsche Wert.
- Sollte zudem der tatsächliche deutsche VOLL eher dem schwedischen VOLL entsprechen, dann ergibt sich eine LOLE von 17,4 h/a; also eine Steigerung um den Faktor 6,3 im Vergleich zum aktuellen deutschen Wert.
- Bei einer Verwendung der teuersten US-Projekte für Gasturbinen in der Größenordnung von 200.000 EUR/MW_a und setzt sie in ein Verhältnis zum schwedischen VOLL, folgt daraus ein LOLE von 28,3, also ca. 10,2-Mal so hoch, wie der aktuelle deutsche Wert.
- Wenn entsprechend der VOLL-Diskussion zunächst die Lasten mit einer niedrigen Zahlungsbereitschaft abgeworfen würden, dann dürfte entsprechend Abbildung 4 ein VOLL von ca. 1.000 EUR/MWh ausreichen, um eine Markträumung herzustellen. In diesem Fall würde bei dem CONE einer teuren US-Gasturbine ein LOLE von 200 h/a

herauskommen. Das würde dem 72-fachen des deutschen Wertes entsprechen.

Die diskutierten Annahmen für VOLL und CONE in der Übersicht liegen in einem schmalen Band der realen Unsicherheiten. Mit diesen Zahlenbeispielen wollen wir nicht andeuten, dass wir eine Zahl für geeigneter halten als eine andere, sondern dass die Zahlen und ihre Verhältnisse nicht belastbar sind. Das wird besonders deutlich, wenn man annimmt, dass es möglich wäre, die Versorgungssicherheit mit unkonventionellen Flexibilitätsoptionen, ohne Fixkosten zu gewährleisten. Dann lässt sich aus mathematischen Gründen kein relevanter Zuverlässigkeitsstandard berechnen. Denn der LOLE würde null entsprechen, und dessen Einhaltung wäre technologisch nicht möglich.

Es ist aus regulatorischen Gründen notwendig, Zahlen in die Formeln für den zentralen Planungseinsatz einzufügen. Diese Zahlen haben jedoch bei realer Betrachtung keine belastbare Fundierung beziehungsweise eine unverhältnismäßig hohe Unsicherheit. Als Nachweiskriterium für zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen führen diese Kennzahlen zu signifikanten Kostenrisiken und Pfadabhängigkeiten. Im folgenden Abschnitt diskutieren wir, dass sich diese staatlichen Annahmen vermeiden lassen, wenn der Markt durch Reformen in die Lage versetzt wird, Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

5.1.4 Die mildere und zielgenauere Alternative

In den vorausgehenden Abschnitten haben wir dargelegt, wie der Zuverlässigkeitsstandard berechnet wird. Die Zahlungsbereitschaft der heterogenen Verbraucherlandschaft wird über Zeitpunkte und Verbrauchergruppen zu einer Durchschnittszahl zusammengefasst und anschließend in ein Verhältnis zu den angenommenen technologiespezifischen Kosten gesetzt, um LOLE-Werte für die Referenztechnologien zu erhalten. Anschließend werden diese LOLE-Werte über mehrere Jahre entsprechend ihren Potenzialannahmen gemittelt.

In anderen Worten, eine situationsspezifische Zahlungsbereitschaft wird über alle Verbrauchsfälle gemittelt. Und die Kosten einer Referenztechnologie werden pro Jahr geschätzt, obwohl der techno-ökonomische Lösungsraum sich kontinuierlich verändert und sich damit auch die Kosten und Verfügbarkeiten der verschiedenen Technologien verändern.

Das Ziel einer wohlfahrtsoptimalen Stromversorgung kann definitionsgemäß nicht durch die Betrachtung von Durchschnittswerten erreicht werden. Zum

einen ist ein Ausgleich zwischen Grenznutzen und Grenzkosten entscheidend. Zum anderen basieren wohlfahrtsoptimale Entscheidungen auf dem individuellen Nutzen und damit – im Sinne der Verursachergerechtigkeit – auf der individuellen Zahlungsbereitschaft zu einem spezifischen Zeitpunkt.

Die Absicherungspflicht als mildere und zielgenauere Alternative

Wie wir bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben haben, führt die Absicherungspflicht dazu, dass für Stromversorger der Wert der Datenmessung und der Zugriffsmöglichkeit auf Verbrauchstechnologien steigt.⁶ Die Anreize für die Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen steigt deutlich gegenüber dem Status-Quo. Bei privaten und kommerziellen Stromlieferverträgen können Verbraucher gefragt werden, bis zu welcher Preisstufe, welche Strommengen bzw. Verbrauchsfälle abgesichert werden sollen, und ab welchem Strompreis sie bereit sind, Ihren Stromverbrauch in welchem Umfang zu reduzieren. Bei dieser Abfrage sollte es keinerlei Preislimitierungen geben. Wenn ein Verbraucher beispielsweise eine Zahlungsbereitschaft von 999.999 EUR/MWh angibt, um eine preisinelastische Verbrauchspräferenz auszudrücken, sollte das möglich sein. Wenn diese Abfrage bei jedem Verbraucher stattfindet, entsteht eine nachfrageseitige Merit-Order, die eine Vielzahl der Verbrauchspräferenzen für alle relevanten Verbrauchstechnologien widerspiegelt. Der Wert einer Flexibilisierung wird für alle Verbraucher sofort sichtbar, wodurch eine Ausweitung der Flexibilisierung und damit der Preiselastizität angereizt wird.

INFOBOX: HAUSHALTSBEISPIEL

Bei der Umsetzung der Absicherungspflicht ist davon auszugehen, dass der Vertriebswettbewerb zu einer Vielzahl unterschiedlicher Angebote führen wird. Private Verbraucher könnten sich entscheiden, dass die typischen Haushaltsverbräuche beispielsweise bis zu zwei kW jederzeit abgesichert sein sollten. Mit Blick auf das Laden von Elektroautos könnten sie sich entscheiden, dass es bis zu einem Preis von 250 EUR/MWh geladen werden soll. Für die Wärmepumpe könnten sie eine Preisgrenze von 400 EUR/MWh vorgeben. Auf Basis statistischer Auswertungen oder von Prognosemodellen könnten Verbraucher als Entscheidungshilfe die voraussichtliche Häufigkeit dieser Preisniveaus bei der Entscheidungsfindung berücksichtigen. Selbstverständlich sollte jeder Verbraucher auch die Möglichkeit haben, eine unendliche Zahlungsbereitschaft zu

⁶ Nach §14a EnWG müssen Elektroautos und Wärmepumpen bereits vom Verteilnetzbetreiber dimmbar sein, um eine Überlastung des Verteilnetzes zu vermeiden.

hinterlegen. Mithilfe einer App erlernen Verbraucher im Alltag die Wechselwirkungen ihres Verbrauchsverhaltens.

Auf diese Weise findet die Verbrauchsflexibilität durch die Offenlegung der Preiselastizität ihren Weg in die Preisbildung auf dem Spot- und Terminmarkt. Zusätzlich wäre es möglich, diese Versorgungsunterbrechungen mit maximalen Unterbrechungszeiten zu versehen. Beispielsweise könnten sich Verbraucher entscheiden, das Auto mehrere Wochen lang nicht zu laden, weil sie bei hohen Preisen auf den Bus umsteigen können. Die Wärmepumpe hingegen sollte beispielsweise nicht länger als vier Stunden heruntergefahren werden. Diese Flexibilisierungsansätze können vollständig automatisiert gesteuert werden, und bei Bedarf durch zusätzliche Aktionen ausgeweitet werden. Beispielsweise könnte es für interessierte Kunden Bonusprogramme geben, die situationsspezifisch flexibleres Verhalten zusätzlich anreizen.

Aufgrund der Preisstruktur am Spotmarkt haben Verbraucher die Möglichkeit Geld zu sparen, wenn sie ihr Verbrauchsverhalten anpassen. Beispielsweise steigen die Anreize, Waschmaschine, Geschirrspüler und andere typische Haushaltsverbräuche von den Abendspitzen in die sonnigen Zeiten zu verlagern, insbesondere am Wochenende. Dadurch kann Erdgas eingespart werden, wodurch die deutschen Gasspeicher einen höheren Anteil des Verbrauchs abdecken können. Gleichzeitig steigt der Marktwert erneuerbarer Energien, was die Belastung für den Bundeshaushalt reduziert. Verbrauchsflexibilität trägt somit auf einer Vielzahl verschiedener Wege zur Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz des Stromsystems bei.

Für Versorgungsunternehmen entsteht durch die Absicherungspflicht der Anreiz, ein Portfolio aus verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien zu bilden und Anreize für Kunden zu kreieren, ihre Flexibilisierung auszuweiten.

Durch Anreize für die Offenbarung der Zahlungsbereitschaften können situationsspezifische und kundenindividuelle Präferenzen ihren Weg in den Markt finden. Dieser Ansatz zur Offenbarung von Verbraucherpräferenzen spiegelt Verursachergerechtigkeit auf Basis des tatsächlichen individuellen Nutzens wider. Er ist somit das Gegenteil des VOLL-CONE-Ansatzes aus ILR und BNetzA (2021), bei dem über alle Zeitpunkte und Verbrauchergruppen gemittelt wird, um diese eine Kennzahl in ein Verhältnis zur Kostenschätzung einer administrativ festgelegten Referenztechnologie zu setzen.

DURCH DIE ABSICHERUNGSPFLICHT KÖNNEN VERBRAUCHER IHRE ZAHLUNGSBEREITSCHAFT AUF BASIS IHRES TATSÄCHLICHEN NUTZENS SIGNALISIEREN.

Eine Marktorganisation sollte es stets ermöglichen, dass die Vielzahl der Verbrauchspräferenzen durch die Vielzahl der technologischen Möglichkeiten bedient werden kann, anstatt das System anhand von durchschnittlichen Kennzahlen zentral zu planen. Dieser marktwirtschaftliche Entdeckungsprozess lässt sich zusätzlich durch eine Kapazitätsreserve absichern, die entsprechend Art. 21 Abs. 3 vorzugswürdig gegenüber umfassenden Kapazitätsmechanismen ist. Entsprechend § 14a EnWG müssen Elektroautos und Wärmepumpen bereits aus Gründen der Netzstabilität dimmbar sein. Die Absicherungspflicht ermöglicht es, diese Flexibilität auch für den Strommarkt und damit die Versorgungssicherheit zu nutzen.

Gelegentlich wird argumentiert, dass Kunden kein Interesse daran haben, sich mit ihrer Stromversorgung auseinanderzusetzen. Diese Argumentation ist historisch abgeleitet und nicht mehr aussagekräftig, da sie die Vielzahl der interessierten Verbraucher ignoriert, die in den letzten Jahren in ihre Energieversorgung investiert haben. Nach Battery-Charts (2026) sind im März 2026 knapp 2,4 Millionen Heimspeicher und knapp 24.000 Gewerbespeicher installiert. Diese Entwicklung verdeutlicht ein großes Interesse einiger Verbrauchergruppen. Der TEMPO Tarif von EDF (2026) in Frankreich führt dazu, dass die relevanten Verbraucher in knappen Tagen ihre Stromnachfrage um 23 % reduzieren. Sie tragen somit zur Kosteneffizienz und zur Versorgungssicherheit bei.

Im Gegensatz dazu führt die Aushöhlung der Verursachergerechtigkeit durch eine Sozialisierung von Kosten zu einem ineffizienten und fragilen Stromsystem. Wenn politische Entscheidungsträger der Bevölkerung die Konsequenzen ihres Konsumverhaltens nicht zumuten wollen, führt das unweigerlich zu unreflektiertem Verhalten, unnötigen Kosten und damit zu Einbußen des Wohlstands und der Versorgungssicherheit.

Wenn im Gegensatz dazu, Stromverbraucher lernen, sich flexibel und effizient zu verhalten, steigt nicht nur die Kosteneffizienz des Stromsystems, sondern auch die Umweltgerechtigkeit und die Resilienz. Denn im Fall einer drohenden Mangellage, wie es in der Energiekrise 2022 zu befürchten war, profitieren Verbraucher von der erlernten Erkenntnis, auf welche Verbräuche sie bereit sind zu verzichten, und welche Verbräuche für sie essenziell sind. Resilienz entsteht systemisch und psychologisch nicht durch die Ausweitung von Anspruchshaltungen und Selbstverständlichkeiten aufgrund sozialisierter Kosten, sondern durch die Fähigkeit, sich verursachergerecht auf das Wesentliche zu Besinnen. Die Konsequenz eines bewussten Verbrauchsverhaltens ist eine Steigerung des Wohlstands.

5.1.5 Fazit der Diskussion des Zuverlässigkeitsstandards

Der ERAA wird jedes Jahr berechnet. Der Zuverlässigkeitsstandard soll entsprechend der ACER-Methodik spätestens alle fünf Jahre neu berechnet werden, oder früher, wenn eine signifikante Veränderung beobachtet wird. ILR und BNetzA (2021) bezieht sich auf ein nicht transparent zitiertes Gutachten, dass demnach im Juli 2021 verfügbar war. Dementsprechend basieren die Daten bestenfalls auf dem Jahr 2020 oder wahrscheinlicher auf den Jahren 2019 oder 2018, da die genannten Statistiken häufig eine signifikante Zeitverzögerung haben, bis verlässliche Daten verfügbar sind. In den letzten sechs bis acht Jahren haben sich mehrere Faktoren deutlich verändert:

- Die veränderte wirtschaftliche Situation hat Rückwirkungen auf den VOLL.
- Die Preise mehrerer Technologien haben sich signifikant verändert. Gaskraftwerke sind deutlich teurer geworden, und sinken womöglich auf absehbare Zeit nicht mehr.
- Im Gegensatz dazu haben sie die Preise für Batteriespeicher in den letzten Jahren deutlich reduziert.
- Die Digitalisierung in Kombination mit dem rasanten Zubau von Heimspeichern, der Zunahme an Elektromobilität und von Wärmepumpen hat zudem deutliche Auswirkungen auf das dezentrale Flexibilitätspotenzial.

Diese Entwicklungen sind unseres Erachtens nicht in der Berechnung des bisherigen Zuverlässigkeitsstandards eingeflossen. Auf grundsätzlicherer Ebene zeigen diese Entwicklungen jedoch, dass zentral geplante Ausschreibungen – die auf Daten basieren, die fünf bis sieben Jahre vor dem ersten Lieferdatum liegen und bis zu 22 Jahre (2046) vor der letzten Vergütungszahlung – ungeeignet sind, um die Chancen der technologischen Entwicklung angemessen zu berücksichtigen.

5.2 EUROPEAN RESOURCE ADEQUACY ASSESSMENT UND VERSORGUNGSSICHERHEITSBERICHT

Der European Resource Adequacy Assessment (ERAA) und der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA nehmen entsprechend Art. 23 und 24 der Verordnung bei der Nachweisprüfung über die Erforderlichkeit von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen entscheidende Rollen ein. Der CISAF verstärkt die Bedeutung des ERAA, da die Einführung des Zielmodells eines umfassenden Kapazitätsfördermechanismus nach Anf. 1a) CISAF erfolgen

kann, wenn der Zuverlässigkeitsstandard im ERAA nicht erfüllt wird. Wir sehen diese modellbasierte Form des Nachweises als kritisch und nicht belastbar an. Einerseits zeigt die Diskussion des Zuverlässigkeitsstandards und der Inputparameter, dass deren Berechnung nicht objektiv fundiert möglich ist. Andererseits ermöglicht die Modellierung des ERAA zusätzliche nicht tragfähige Festlegungen, durch die Auswahl methodischer Details und Inputparameter, wodurch in Folge die Ergebnisse ebenfalls nicht belastbar sind.

Diese mangelnde Belastbarkeit zeigen wir im Folgenden Anhand der Bandbreite der methodischen Ansätze, der Ergebnisse und der Inputparameter, die sich teilweise deutlich von Entwicklungen in der Realität unterscheiden. Vor allem zeigt die Diskussion jedoch, dass die effektive und effiziente Lösung nicht die Einführung eines zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismus sein kann. Stattdessen können Marktformen, wie beispielsweise die Einführung einer effektiven Absicherungspflicht, die verfügbaren Ressourcen auf effiziente Weise für die Sicherung der Stromversorgung nutzen. Darüber hinaus können auf Basis der Verursachergerechtigkeit, Investitionen in die passenden Technologien angereizt werden, um eine sichere und effiziente Stromversorgung zu gewährleisten.

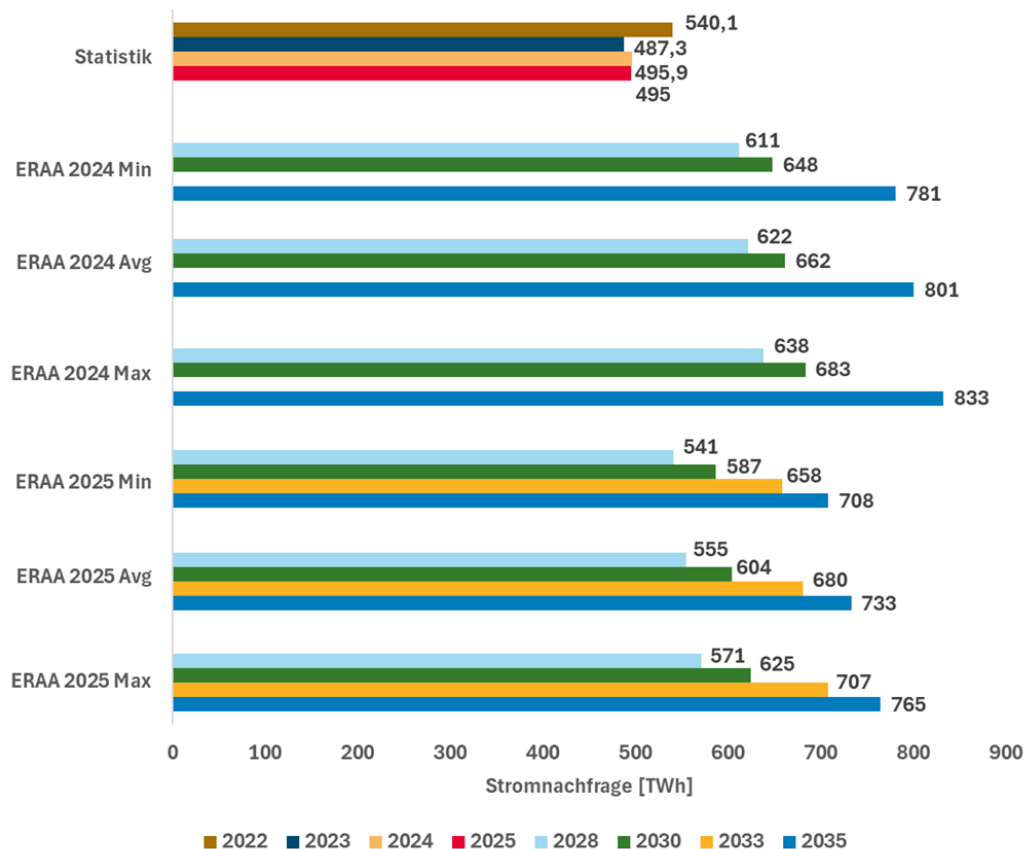
5.2.1 Zentrale Annahmen und Ergebnisse

Jeder Modellierungsansatz stellt zwangsläufig eine Vereinfachung realer Wechselwirkungen dar. Das Ziel einer Modellierung ist es dabei, die relevantesten Aspekte zu berücksichtigen, die für die Ergebnisse in der Realität entscheidend sind. Unseres Erachtens wird dieses Ziel in der ERAA-Modellierung nicht hinreichend erreicht, da methodische Festlegungen und Inputannahmen in ihrer Kombination zu einer einseitigen Verzerrung der Ergebnisse führen.

Wenn ein Strommarktmodell, das überprüfen soll, ob staatliche Eingriffe gerechtfertigt sind, das Ergebnis weitestgehend determiniert, dann kann auf die aufwändige Modellierung verzichtet werden. Denn dieser Nachweis übersetzt die Annahme, dass Märkte nicht funktionieren, auf komplizierte mathematische Weise in das Ergebnis, dass Märkte nicht funktionieren. In der Modellierung werden mehrere reale Aspekte vernachlässigt oder unvollständig abgebildet, wodurch das Ergebnis zwangsläufig staatliche Eingriffe rechtfertigt. In diesem Abschnitt zeigen wir schrittweise auf, dass die methodischen Ansätze und die gewählten Inputannahmen nicht hinreichend fundiert sind, um einen staatlichen Eingriff mit signifikanten Kostenauswirkungen und langfristigen Pfadabhängigkeiten zu rechtfertigen.

Eine Herausforderung der Modellierung und vieler staatlicher Markteingriffe liegt in der Festlegung der Annahmen. Abbildung 13 stellt die minimale, durchschnittliche und maximale Stromnachfrage des ERAA 2025 in einem Vergleich mit den Werten des ERAA 2024 (keine Werte für 2033 verfügbar) und den statistischen Daten der letzten Jahre dar.

Abbildung 13: Nachfrageprognosen in ERAA 2024 und ERAA 2025



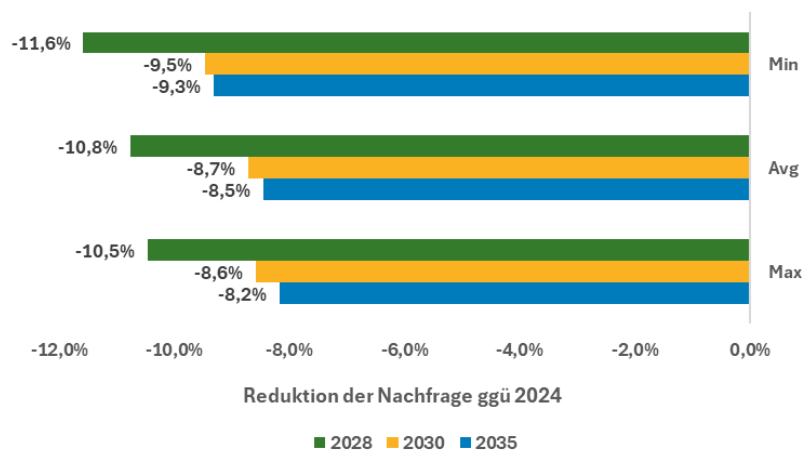
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2024, 2025) und BDEW (2024, 2025a, 2025b)

Die Stromnachfrage im ERAA 2025 ist über alle betrachteten Jahre signifikant niedriger als im ERAA 2024. Diese Herausforderung von Modellierungsannahmen, eine Annahme über die zukünftige Nachfrage festlegen zu müssen, entspricht gleichzeitig der Herausforderung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen. Diese Unsicherheit übersetzt sich in der Realität in Kostenrisiken und Marktverzerrungen (Siehe Infobox: Anmaßung von Wissen). Zudem kann die Abschätzung der zukünftigen Nachfrage von politischen Interessen verzerrt werden, da beispielsweise die Mengenziele des EEG sich ebenfalls auf die zukünftige Nachfrage beziehen.

Gegenüber der Stromnachfrage in 2025 von 495 TWh (BDEW, 2025) prognostiziert der ERAA (2025) eine Steigerung zwischen 46 und 76 TWh bis zum Jahr 2028, beziehungsweise zwischen 9,3 % und 15,4 %.

Um die Unsicherheit der Nachfrageannahmen detaillierter zu betrachten, stellt Abbildung 14 die relative Veränderung innerhalb eines Jahres zwischen dem ERAA 2025 und dem ERAA 2024 dar.

Abbildung 14: Anpassung der Nachfrageprognosen ERAA 2025 vs. ERAA 2024



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2024, 2025).

In Abbildung 14 wird deutlich, dass sich die Anpassung der Nachfrage auf alle betrachteten Zeiträume bezieht. Dabei ist es bemerkenswert, dass die größte Anpassung von 11,6 Prozent im kürzesten Prognosezeitraum für das Jahr 2028 stattfindet. Wenn der ERAA 2024 die Grundlage für eine Y-4 Kapazitätsausschreibung für das Jahr 2028 gewesen wäre, dann wäre die zugrundeliegende Annahme um 10,5 Prozent bis 11,6 Prozent zu hoch gewesen. Die Nachfragereduktion vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 beträgt in absoluten Zahlen:

- 2028: 67 TWh bis 71 TWh
- 2030: 58 TWh bis 61 TWh
- 2035: 68 TWh bis 73 TWh

In Märkten basiert die Nachfrageprognose auf einer Vielzahl unterschiedlicher Einschätzungen der Marktakteure. In zentral organisierten Prozessen folgt die Nachfrageprognose den administrativen Regeln. Die resultierenden Kostenrisiken werden jedoch per Umlage sozialisiert.

INFOBOX: REFORMEN DER US-KAPAZITÄTSMÄRKTE

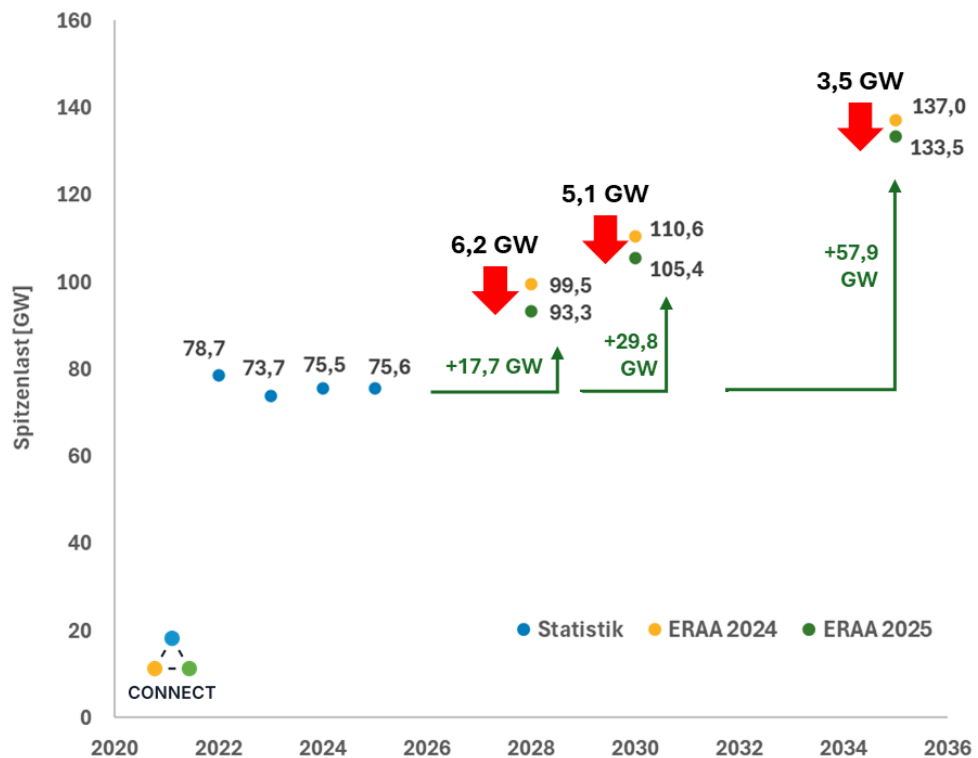
Der Kapazitätsmarkt des Systembetreibers ISO New England (ISO-NE) verzichtet zukünftig auf Beschaffungsauktionen mit mehrjährigem Vorlauf. Bisher wurde ca. drei Jahre vor der Lieferperiode die Kapazitätsauktionen durchgeführt. Der ISO-NE hat entschieden, dass zukünftig nur noch saisonale „Prompt-Auktionen“ kurz vor der Lieferperiode genutzt werden, weil sie auf aktuellere und präzisere Informationen über Angebot, Nachfrage und Zuverlässigkeitsrisiken beruhen (ISO-NE, 2026).

Im PJM-Kapazitätsmarkt hat die Auktion am 17. Dezember 2025 die Preisobergrenze von ca. 121.705 USD/MW_a erreicht, weswegen sie um ca. 6,6 GW unterdeckt war (PJM, 2025a). Auf dieser Basis hat Semianalysis (2026) eine Umlage von 3,4 USD-ct/kWh für einen Haushalt mit durchschnittlicher Laststruktur errechnet. Sie weisen zudem in ihrer Analyse darauf hin, dass die Lastprognose für Rechenzentren gegenüber der Vorjahresprognose um 1,1 GW nach unten angepasst wurde. Unter anderem mit Blick auf die hohen Kosten von Prognosefehlern prüft PJM aktuell die Umstellung auf saisonale Auktionen und auf eine Verkürzung der Vorlaufzeit, vergleichbar mit den Prompt-Auktionen vom ISO-NE kurz vor der Lieferperiode (PJM, 2025b).

Der PJM-Kapazitätsmarkt ist aktuell der letzte US-Kapazitätsmarkt, der noch eine Kapazitätsauktion mit mehrjährigem Vorlauf durchführt. Wenn dort ebenfalls eine Spot-Beschaffung genutzt wird, gibt es in den USA keine mehrjährigen Beschaffungsauktionen mehr. Während in den USA nach ca. 20 Jahren Erfahrung mit Kapazitätsmärkten drei Jahre Vorlauf aufgrund der Informationsqualität als zu riskant betrachtet werden, bereitet das BMW E derzeit mit der KWS eine Beschaffung mit fünfjährigem Vorlauf und einen zentral geplanten umfassenden Kapazitätsmechanismus mit voraussichtlich vierjährigem Vorlauf vor. Aufgrund der politischen Ziele einer zunehmenden Elektrifizierung und eines Anstiegs erneuerbarer Energien sind insbesondere die Nachfrageprognosen in Deutschland mit höheren Unsicherheiten behaftet und stärker mit politischen Zielsetzungen verknüpft als in den USA.

Aus den Prognosen für die Stromnachfrage wird die Laststruktur und damit die Spitzenlast abgeleitet, die für die Dimensionierung der Ausschreibungen des zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus entscheidend ist. Abbildung 15 stellt die Spitzenlasten der letzten Jahre denjenigen des ERAA 2024 und des ERAA 2025 gegenüber.

Abbildung 15: Veränderung der Spitzenlast ERAA 2025 vs. 2024



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2024, 2025).

In Abbildung 15 werden zwei Aspekte deutlich; die Anpassung der Annahmen vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 und der enorme Anstieg der Spitzenlast zwischen 2025 und 2028. Die Korrektur vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 für das Jahr 2028 beträgt 6,2 GW. Üblicherweise beträgt der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Lieferung vier bis fünf Jahre. Eine Korrektur um 6,2 GW drei Jahre vor dem Lieferjahr deutet auf eine signifikante Prognoseunsicherheit hin. Im Non-Paper zur Kraftwerksstrategie wird mit Verweis auf den ERAA ein Ausschreibungsvolumen von ca. 41 GW genannt.⁷ Eine Korrektur um 6,1 GW würde ca. 15 % des auszuschreibenden Volumens entsprechen.

Diese Unsicherheit steigt mit Blick auf die prognostizierte Steigerung der Spitzenlast. Für das Jahr 2028 prognostiziert der ERAA 2025 eine Steigerung um 17,7 GW gegenüber der vorherigen Steigerung von 23,8 GW im ERAA 2024. Das entspricht einer Korrektur von über 25 %. Mit Blick auf die Abbildung wird deutlich, dass die größte Prognoseanpassung in der kurzen Frist stattfindet. Bei einer T-3-Auktion wäre das Kapazitätswolumen auf Basis des ERAA 2025 bereits

⁷ Vom Gesamtvolumen werden u. a. steuerbare Kapazitäten abgezogen, die über andere Fördersysteme finanziert werden, wie bspw. KWKG oder Biomasse durch das EEG.

um 6,2 GW geringer als bei einer T-4 Auktion auf Basis des ERAA 2024. Für die Kraftwerksstrategie ist eine T-5 Auktion geplant.

Es stellt sich mit Blick auf die Prognosedaten die Frage, ob eine erneute Prognoseanpassung von beispielsweise 10 bis 15 GW denkbar ist. Wenn auf Basis dieser Prognosen Kapazitäten ausgeschrieben werden, drohen Überkapazitäten und unnötig hohe Kosten. Entsprechend Anforderung 9 des CISAF muss sich das maximale Nachfrageziel für die Ausschreibung auf den ERAA beziehen. Die Festlegung der Inputannahmen hat daher Konsequenzen für die Realität.

Die Steigerung der Spitzenlast vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2030 beträgt ca. 30 GW. Die Prognose für das Jahr 2030 wurde durch den ERAA 2025 bereits um 5,1 GW nach unten korrigiert. Diese Spitzenlasten sind stark von der Entwicklung der Elektrifizierung und der entsprechenden Verbrauchsflexibilität abhängig. Die Gefahr einer Überbeschaffung liegt auf der Hand.

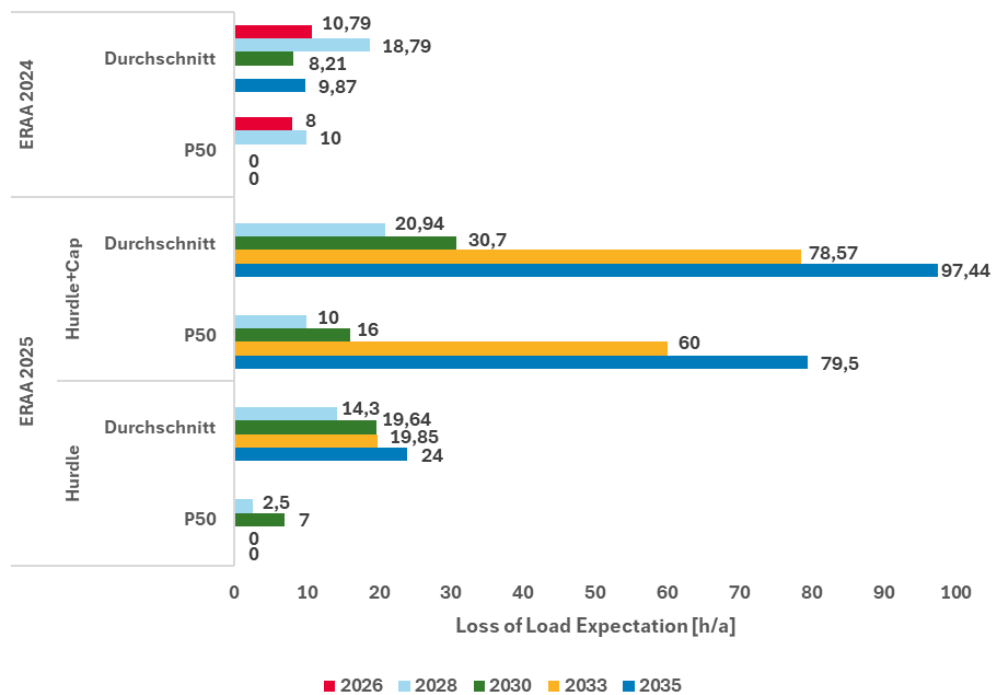
Loss of Load Expectation

Bei einer robusten Methodik ist davon auszugehen, dass eine derart signifikante Reduktion der Nachfrageannahmen vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 zu einer deutlichen Verbesserung der LOLE-Werte führen sollte. Abbildung 16 stellt die LOLE-Werte des ERAA 2025 und des ERAA 2024 gegenüber. Die beiden dargestellten Werte sind der Durchschnitt und der P50-Wert.⁸

Für den ERAA 2025 werden zwei verschiedene Modellansätze dargestellt „Hurdle“ und „Hurdle+Cap“. Diese beiden Ansätze stellen unterschiedliche Annahmen für den Umgang mit risikoaversen Investoren dar, die wir im nächsten Abschnitt diskutieren. An dieser Stelle sei lediglich darauf hingewiesen, dass wir beide Ansätze kritisch sehen, da sie signifikante Verzerrungen einführen. Insbesondere das Hurdle+Cap-Szenario halten wir aufgrund sehr restriktiver Annahmen für ungeeignet.

⁸ Der Durchschnitt wird durch das arithmetische Mittel berechnet und ist daher anfällig für Verzerrungen durch Ausreißer. Der P50-Wert stellt den Median dar, bzw. den mittleren Wert der Verteilung dar und ist daher nicht anfällig für Verzerrungen durch Ausreißer. Wir verzichten auf die Darstellung der extremen P95-Werte, da sie die Darstellung verzerren und keinen relevanten Mehrwert liefern.

Abbildung 16: Veränderung der Versorgungszuverlässigkeit ERAA 2024 vs. 2025



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2024, 2025).

Abbildung 16 zeigt, dass die LOLE-Werte entgegen der Erwartung durch die signifikanten Nachfragereduktionen zwischen 8,2 und 11,6 Prozent vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 in vielen Fällen nicht zurückgegangen, sondern sogar deutlich angewachsen sind.⁹ Mit Blick auf den Median (P50-Wert) im Hurdle-Szenario wird ersichtlich, dass lediglich im Jahr 2030 der Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a nicht erreicht wird.

Wenn eine umfassende Anpassung der Nachfrageannahmen eine deutliche Verbesserung der LOLE-Werte erwarten lässt und sich die Ergebnisse in die entgegengesetzte Richtung entwickeln, deutet das darauf hin, dass die Methodik nicht belastbar im Sinne einer verlässlichen Entscheidungsgrundlage ist. Die Schwierigkeiten bei der Festlegung des LOLE-Wertes haben wir bereits in Abschnitt 5.1 diskutiert. Im nächsten Abschnitt diskutieren wir, weswegen wir die verwendeten methodischen Ansätze und die Inputannahmen für nicht geeignet halten.

⁹ Erfreulicherweise ist festzustellen, dass sich die LOLE-Werte des ERAA 2024 für das Jahr 2026 bisher (März 2026) nicht eingestellt haben. Es wurden eine durchschnittliche Loss of Load Expectation von 10,70 h/a und ein Median von 8 h/a berechnet. Der Median stellt den mittleren Wert dar, und sollte daher für ein durchschnittliches Wetterjahr ein belastbarer Schätzwert sein. In Deutschland war der Winter zu Jahresbeginn überdurchschnittlich kalt und dauerte überdurchschnittlich lange bei gleichzeitig niedrigen Speicherfüllständen für Erdgas.

5.2.2 Beschränkung der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken

Die überraschend hohen LOLE-Werte im ERAA 2025 gegenüber dem ERAA 2024 basieren u. a. auf methodischen Anpassungen und Inputannahmen, die gemeinsam in Richtung einer reduzierten Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken wirken. In diesem Abschnitt diskutieren wir eine Auswahl relevanter Aspekte, die unseres Erachtens nicht hinreichend belastbar sind.

Wir diskutieren im Folgenden die im Strommarktmodell definierten Preisobergrenzen, das Einnahmen-Cap für Gaskraftwerke, die Hurdle-Rate-Aufschläge zur Wirtschaftlichkeitsberechnung und die fehlende Berücksichtigung des Risikomanagements im Terminmarkt.

5.2.2.1 Explizite Preisobergrenzen

In der ERAA-Modellierung werden die folgenden expliziten Preisobergrenzen angenommen (ERAA, 2025):

- 2028: 5.500 EUR/MWh
- 2030: 6.500 EUR/MWh
- 2033: 7.000 EUR/MWh
- 2035: 7.500 EUR/MWh

Entsprechend Art. 10 der Strombinnenmarktverordnung darf es jedoch keine wirksamen Preisobergrenzen geben. Die technischen Gebotsgrenzen der Börsen müssen ausreichend hoch sein, um den Handel nicht unnötig zu beeinträchtigen. Wenn Großhandelspreise 70 % des Höchstwertes überschreiten, müssen die technischen Gebotsgrenzen nach oben angepasst werden, damit sie die Preisfindung nicht beeinträchtigen.

Die technischen Gebotsgrenzen auf dem Intradaymarkt liegen zudem deutlich über den angenommenen Preisobergrenzen. Darüber hinaus gelten die technischen Gebotsgrenzen nicht für die Ausgleichsenergie und den bilateralen Handel. Wenn beispielsweise der Einsatz der Kapazitätsreserve notwendig wäre, liegt der Preis für Ausgleichsenergie mindestens beim doppelten Wert des technischen Intraday-Gebotslimits, also derzeit bei ca. 20.000 Euro/MWh. Marktakteure haben somit in Knappheitssituationen starke Anreize und die Möglichkeit, Handelsgeschäfte oberhalb der technischen Gebotslimits der Strombörse durchzuführen.

In der ökonomischen Literatur ist hinreichend belegt, dass zu niedrig festgelegte Preisobergrenzen die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungstechnologien einschränken. Die Annahme in der ERAA-Modellierung der Preisobergrenzen

steht somit im Konflikt mit der Realität des Handels, der Strombinnenmarktverordnung und der ökonomischen Logik liberalisierter Märkte. Zudem ist die Höhe ihrer Festlegung nicht nach objektiven Kriterien belastbar.

5.2.2.2 Hurdle-Rate-Aufschläge

Ein Faktor, der die Präferenzen risikoaverser Investoren für Gaskraftwerke (Open Cycle Gas Turbines – OCGT und Combined Cycle Gas Turbines – CCGT) im ERAA 2025 widerspiegeln soll, ist eine erhöhte Renditeschwelle (Hurdle-Rate), die in Form von Hurdle-Rate-Aufschlägen zur üblichen WACC-Verzinsung hinzuaddiert wird:

- OCGT von 6,0 % im ERAA 2024 auf 9,9 % im ERAA 2025 (65 % Steigerung)
- CCGT von 4,5 % im ERAA 2024 auf 6,9 % im ERAA 2025 (53 % Steigerung)

Die WACC-Verzinsung für offene Gasturbinen (OCGT) wird in der Input-Excel-Datei des ERAA (2025) als Default-Wert mit 6,17 % angegeben. Zusammen mit dem Hurdle-Rate-Aufschlag, ergibt das einen Default-Wert von 16,07 % als Wirtschaftlichkeitsschwelle für offene Gasturbinen.

Eine Befragung von ENTSO-E (2025) fragte nach der typischen Renditeerwartung für OCGT und CCGT. In beiden Fällen lag die Bandbreite der Antworten zwischen 9 % und 12 %. Diese Werte beziehen sich jedoch auf die Eigenkapitalrendite. Bei einem Fremdkapitalanteil von 40 % und einem Fremdkapitalzins von 6 % liegt der WACC bei ca. 8 %. Vor dem Hintergrund der Befragung ist unklar, wie die o.g. Hurdle-Rate-Aufschläge zu begründen sind.

Für Deutschland wird für offene Gasturbinen ein länderspezifischer WACC-Wert von 10 % aus der Analyse ILR und BNetzA (2021) abgeleitet. Aus der Dokumentation ist nicht ersichtlich, ob der Hurdle-Rate-Aufschlag zusätzlich anfällt. Wenn dem so wäre, müsste eine offene Gasturbine in Deutschland eine Wirtschaftlichkeitsschwelle von 19,9 % überschreiten, um zugebaut zu werden.

Zentrale Planung vernachlässigt Marktvielfalt

Eine durchschnittliche Renditekennzahl spiegelt nicht die Bandbreite realer Investorenkalküle wider. Investoren, die aus individuellen Gründen geringere Renditeanforderungen haben, investieren früher als Projekte, die sich als „Merchant-Investition“ rechnen müssen. Beispielsweise dienen Gasturbinen und Motorenkraftwerke häufig als Portfolioabsicherung. Diese Absicherungsrolle dient primär dazu, dass Risiko des Gesamtportfolios zu

reduzieren. Daher haben diese Investitionen eine andere Renditeanforderung als Einzelprojekte.

Insbesondere KWK-Eigenerzeugungsanlagen produzieren Strom und Wärme für industrielle Anforderungen. Gleichzeitig können sie Entgelte, Umlagen und Abgaben reduzieren, weswegen ihr Investitionskalkül von Merchant-Investitionen abweicht. Diese Kraftwerke können im Sinne einer positiven Externalität gleichzeitig zur Versorgungssicherheit beitragen.

- Die VW Kraftwerke GmbH betreibt eine KWK-GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 443 MW. Die Anlage liefert Strom und Wärme für das Werk und die Stadt Wolfsburg. Dadurch trägt sie ebenfalls zur regionalen Energieversorgung bei (VW, 2026).
- UPM betreibt im Papier-Werk Dörpen eine 80 MW_{el} KWK-Anlage. Die Anlage hat nach Aussage von UPM eine Refinanzierungsdauer von drei Jahren. Neben der Stromversorgung der Papierfabrik nimmt sie ebenfalls am Strommarkt teil (UPM, 2019).
- Infraserv hat im Energiepark Wiesbaden im Juli 2021 die Eigenstromversorgung von 32 MW_{el} durch ein neues GuD-Kraftwerk auf 78 MW_{el} erhöht. Durch die Ausweitung der Eigenstromversorgung muss weniger Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung entnommen werden. Zeitweise überschüssiger Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist (Infraserv, 2021).

Die offensichtlichsten Beispiele für abweichende Investitionskalküle sind jedoch die Investitionen in Gaskraftwerke, die zur Stromversorgung von Rechenzentren dienen. In den USA sind sie häufig nötig, um die Zeit bis zur Vollendung des Netzausbaus zu überbrücken. Zunehmend ist die Eigenstromversorgung sogar die Voraussetzung für ihre Genehmigung. In Deutschland planen CyprusOne und E.ON ab 2029 ein Rechenzentrum in Frankfurt mit einer Kraftwerksinvestition (61 MW) zu verbinden, um Kapazitätsengpässe im Netz zu überwinden (E.ON, 2025).

Das Investitionskalkül für diese Kraftwerksinvestitionen unterliegt nicht den gleichen Renditeanforderungen wie Merchant-Investitionen. Diese Vielfalt macht reales Marktgeschehen aus. Die Vernachlässigung dieser Bandbreite an Investitionskalkülen durch eine einzige durchschnittliche (bzw. in diesem Fall ausgesprochen hohe) Renditeanforderung, vernachlässigt reale Investitionsbedingungen.

INFOBOX: UNBEABSICHTIGTE MARKTABSCHOTTUNG DURCH REGULIERUNG

Die Einschätzung zu Renditeanforderungen (Hurdle-Rates) und den Einnahmen-Caps (Diskussion im Anschluss) basiert auf einer Umfrage von ENTSO-E. Es gingen 23 Antworten ein; davon elf von großen Stromversorgern, 4 von mittleren Stromversorgern, einem kleinen Stromversorger, einem Verband, drei Beratungsunternehmen und drei in der Kategorie „Andere“. Diese geringe Anzahl an Antworten ist nicht repräsentativ. Das wird dadurch deutlich, dass es zu einigen Antworten, bzw. Antwortoptionen nur bis zu 2-3 Antworten gibt.

Die Befragung an sich zeigt bereits die marktabschottende Logik von Regulierungsansätzen. Es wurden etablierte Versorger nach ihren Präferenzen gefragt. Dabei wurden zwangsläufig Marktakteure ignoriert, die bei entsprechenden Marktsignalen möglicherweise zukünftig Investitionen in Erzeugungstechnologien tätigen könnten. Wenn beispielsweise Investoren eines Rechenzentrums mithilfe einer Eigenerzeugungsanlage Verzögerungen beim Netzanschluss kompensieren möchten, kann diese Ressource bei erfolgtem Netzanschluss positive Effekte für den Strommarkt haben. Diese Zweitverwertung erfordert keine hohe Hurdle Rate. Im Gegenteil. Durch die Vermarktung auf dem Strommarkt kann eine positive Externalität bzw. ein zusätzlicher Optionswert realisiert werden.

Zentrale Planungsansätze können solche Marktdynamiken nicht berücksichtigen. Denn marktwirtschaftliche Anreize können sich auf vielfältige Weise materialisieren, wenn Marktsignale wirken können. Diese Positivsummenlogik wird jedoch durch Regulierungsansätze untergraben. Aus diesem Grund sind typischerweise geplanten Wirtschaftssysteme marktbasierter Wirtschaftssystemen unterlegen.

Wenn sich Marktanreize verändern, dann verändert sich das Investitionsverhalten. In der Energiekrise 2022 gab es einen starken Anstieg an Gewerbe-PV und Speicherinvestitionen. Vorab in einem Modell festzulegen, welche Präferenzen Akteure in festgelegten Marktsituationen haben und welche Möglichkeiten ihnen zu Verfügung stehen reduziert das marktwirtschaftliche Wohlstandspotenzial.

Je höher die Preise am Strommarkt in Kombination mit Entgelten, Umlagen und Abgaben sind, desto wahrscheinlicher sind Investitionen in die Eigenversorgung. Sie sind somit Bestandteil eines typischen selbstregulierenden Feedbackprozesses im Markt. Diese Anlagen reduzieren die Nachfrage aus dem Stromnetz und können idealerweise sogar Beiträge zur öffentlichen Versorgung leisten.

Der ERAA-Hurdle-Ansatz bildet die Renditeanforderung einer Merchant-Investition ab. Sie bilden nicht die heterogene Investorenlandschaft realer Projekte ab, die beispielsweise aufgrund von Eigenversorgung, KWK oder Portfolioeffekten andere Renditeanforderungen haben. Diese Bandbreite gehört ebenso zum marktwirtschaftlichen Investitionsverhalten.

5.2.2.3 Einnahmen-Caps

In der ERAA-Modellierung werden bei der Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken nur Preise bis zu einer vorgegebenen Grenze berücksichtigt:

- 2028: 1.000 EUR/MWh
- 2030: 1.200 EUR/MWh
- 2033: 1.300 EUR/MWh
- 2035: 1.400 EUR/MWh

Der Vergleich zwischen dem Szenario „Hurdle premium only“ und dem Szenario „Hurdle premium and revenue cap“ zeigt, dass in Deutschland aufgrund des Einnahmen-Caps 15,3 GW weniger steuerbare Kapazität im Jahr 2035 im Modell verfügbar ist. Dabei handelt es sich jedoch ausschließlich um offene Gasturbinen. Ein Blick in die Ergebnisdatei des Strommarktmodells zeigt, dass in ganz Europa bis 2035 nicht eine einzige GuD-Anlage (CCGT) zugebaut wird (es werden sogar viele GuD-Anlagen stillgelegt), sondern ausschließlich in offene Gasturbinen (OCGT) investiert wird.

INFOBOX: BILLIGE KAPAZITÄTEN VS. EFFIZIENTE KRAFTWERKE

Ein in politischen Diskussionen häufig vorgetragenes Argument für zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen ist der Wunsch, hocheffiziente Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD, bzw. CCGT) zu bauen. Kapazitätsszahlungen neigen jedoch dazu, eher kostengünstige Kapazitäten zu bevorzugen. Kostengünstige Kapazitäten gehen jedoch mit niedrigeren Wirkungsgraden einher, die eine ineffiziente Stromerzeugung, und damit teureren Strom mit höheren Emissionen erzeugen.

Der britische CCGT-/GuD-Bestand wurde überwiegend in den 1990er und 2000er Jahren aufgebaut. Im Kapazitätsfördermechanismus wurden zwar mehrere Projekte formal als Neubau geführt, aber unter den realisierten großen GuD-Kraftwerken gab es seit der Einführung lediglich einen echten Neubau:

- Trafford Power Station: Zuschlag zurückgegeben (1.656 MW)
- Knottingly Power Station: Zuschlag zurückgegeben (1.600 MW)

- Carrington Power Station: Als neu eingeordnet, der Baubeginn war jedoch bereits 2009 (884 MW)
- Eggborough Unit 1 + 2: Mindestens ein Zuschlag zurückgegeben, zweiter Zuschlag unklar, derzeit nicht realisiert (je 776 MW)
- King's Lynn A CCGT: umfassend modernisierte Bestandsanlage (382 MW)
- Keadby 2 CCGT: Echter Neubau (893 MW)

Im UK-Kapazitätsmechanismus werden vor allem kleine Container-Motorenkraftwerke und in seltenen Fällen, kleine offene Gasturbinen zugebaut.

Wenn Investitionsanreize ausschließlich vom Strommarkt ausgehen, dann ist der Anreize einer effizienten Stromerzeugung – und damit einer Investition in GuD-Anlagen – größer als wenn es zusätzlich Zahlungen für die Kapazitätsvorhaltung gibt.

Das Einnahmen-Cap wird mit den Präferenzen risikoaverser Investoren begründet, die eine Präferenz für gleichmäßigere Einnahmen haben. Als Grundlage dient eine Befragung von Marktakteuren (siehe Infobox: Unbeabsichtigte Marktabschottung durch Regulierung). Befragungen liefern jedoch im Gegensatz zu beobachtbarem Verhalten keine belastbaren Informationen, da die Antworten durch die Interessen der jeweiligen Akteure beeinflusst sein könnten.

Die Problematik dieser Annahme folgt der gleichen Logik, wie die explizit festgelegten Preisobergrenzen. Sie determinieren die Unwirtschaftlichkeit von Investitionen, ohne objektiv belastbare Begründung. Insbesondere offene Gasturbinen stellen Realoptionen dar, deren Wert sich über das Risikomanagement gegenüber Preisspitzen definiert. Diese Preisspitzen bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung außen vor zu lassen, widerspricht ihrer Rolle im Markt.

Preisspitzen haben in Märkten mit nicht-speicherbaren Gütern einerseits die Funktion, Knappheiten zu signalisieren, um eine Ausweitung des Angebots oder einer Flexibilisierung des Verbrauchs anzureizen. Andererseits erklärt das Peak-Load-Pricing-Modell, dass in Zeiten hoher Nachfrage überdurchschnittlich hohe Preise die getätigten Investitionen refinanzieren. Eine Annahme, die einseitig den Optionswert von Investitionen einschränkt ist in ihrer konkreten Ausgestaltung nicht objektiv begründbar. Auf der anderen Seite steigern diese Knappheitssituation die LOLE-Werte, weil das Modell gezwungen ist, Last abzuwerfen.

Knappheitssituationen steigern vollumfänglich die LOLE-Werte, tragen aber nur begrenzt zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen bei. Diese

Verzerrung determiniert ein Missing-Money-Problem, weswegen in Kombination mit weiteren Annahmen (die wir weiter unten diskutieren) nicht ausreichend steuerbare Kapazitäten im Modell zugebaut werden.

5.2.2.4 Vernachlässigung des Terminmarkts

In der ERAA-Modellierung spielt der Terminmarkt keine Rolle. Es werden Hurdle-Rate-Aufschläge und Einnahmen-Caps mit der Begründung eingeführt, dass Gaskraftwerke am Day-Ahead-Markt einer hohen Preisvolatilität ausgesetzt sind. Aus diesem Grund werden Kraftwerke in der Realität als Bestandteil von Portfolios üblicherweise auf dem Terminmarkt vermarktet. Im Modell werden die risikobehafteten Aspekte des Kraftwerksbetriebs berücksichtigt. Die Werkzeuge für das entsprechende Risikomanagement in der Realität werden hingegen vernachlässigt. Wenn eine Vermarktung auf dem Terminmarkt keine signifikanten Vorteile für die Wirtschaftlichkeit und die Bewirtschaftung des Risikos hätten, dann würden diese Vermarktung nicht als dominante Strategie stattfinden.

INFOBOX: RELEVANZ DES TERMINMARKTS FÜR GUD-INVESTITIONEN

Die Umfrage von ENTSO-E hat abgefragt, ob der Terminmarkt bei der Investitionsentscheidung eine Rolle spielt. Bei der Frage, wie der ERAA das reale Investitionsverhalten widerspiegeln kann standen drei Optionen:

- 2 = Sehr relevant (repräsentiert über 50 % der Einnahmen)
- 1 = Etwas relevant (repräsentiert zwischen 5 % und 50 % der Einnahmen)
- 0 = Kaum relevant (repräsentiert unter 5 % der Einnahmen)

Bei Neuinvestitionen in GuD-Anlagen (CCGT) war der Wert für Future/Forwards, also für die Berücksichtigung des Terminmarkts 1,4. Nach den Kategorien „Kapazitätsmarkt“ und „Subventionen“, war das der dritthöchste Wert.

Die Einnahmemöglichkeiten im Modell werden durch Preisobergrenzen und Einnahmen-Caps beschränkt. Das Risiko von Preisspitzen ist jedoch u. a. der Grund, weswegen sich Lieferanten mithilfe des Terminmarktes absichern und bereit sind eine Risikoprämie auf dem Terminmarkt zu zahlen. Bessembinder und Lemmon (2002) erklären die Risikoprämie im Terminmarkt als Gleichgewichtspreis der Risikoverteilungen zwischen Produzenten und Lieferanten. Je höher die Wahrscheinlichkeit von Preisspitzen, desto höher ist die Zahlungsbereitschaft von Lieferanten und Stromverbrauchern.

Auf der anderen Seite ist diese Risikoprämie für Kraftwerksbetreiber ein wichtiger Grund für die Vermarktung auf dem Terminmarkt. Wenn Kraftwerke über den Terminmarkt vermarktet werden, geben sie damit die Chance auf, von Preisspitzen zu profitieren. Als Kompensation dieser entgangenen Einnahmenchancen bzw. Opportunitätskosten erhalten sie die Risikoprämie. Dementsprechend gilt ebenfalls aus der Perspektive der Kraftwerksbetreiber; je höher die Wahrscheinlichkeit für Preisspitzen ist, desto höher fällt die Risikoprämie aufgrund höherer Opportunitätskosten aus. Die Einnahmen vom Terminmarkt sind verlässlicher als die volatilen Einnahmen des Spotmarkts. Aus diesem Grund werden Kraftwerke in der Regel über den Terminmarkt vermarktet.

5.2.2.5 Zwischenfazit zur Methodik

Der Vergleich zwischen dem ERAA 2024 und dem ERAA 2025 zeigt, dass trotz einer signifikanten Reduktion der Nachfrageannahmen die LOLE-Werte ansteigen. Mit Blick auf die methodischen Anpassungen wird deutlich, dass sie die Ergebnisse einseitig in Richtung einer mangelnden Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken verzerren. Explizite Preisobergrenzen, gesteigerte Renditeanforderungen, Einnahmen-Caps und die Vernachlässigung des Terminmarktes erschweren die Investitionsbedingungen für Gaskraftwerke im Modell. Auf der anderen Seite schlagen die Versorgungsrisiken in Form von Lastabwurf vollständig durch, weswegen die LOLE-Werte steigen.

Im Modell werden reale Investitionsbedingungen und Präferenzen bei der Bewirtschaftung von Marktrisiken vernachlässigt. Die Funktion von Spitzenlastkraftwerken als Realoption ist die Absicherung des Portfolios gegenüber Preisspitzen. Der Optionswert bildet sich erst durch das Risiko von Preisspitzen. Wenn die Absicherungsprodukte aufgrund von Verwerfungen im Markt unverhältnismäßig teuer werden, suchen Marktakteure nach alternativen Absicherungsmöglichkeiten. Beispielsweise werden private Investitionen und Eigenerzeugung relevanter. In der drohenden Gasmangellage im Jahr 2022 ist die Investitionstätigkeit in Form von PPAs und Solaranlagen in Kombination mit Batteriespeichern stark angestiegen. Das ist ein Hinweis darauf, dass Marktakteure auf Preissignale reagieren, wenn sie eine Knappheit signalisieren.

In der ERAA-Modellierung findet eine einseitige Verzerrung des Investitionskalküls statt. Das Risiko der Spotvermarktung wird vollumfänglich über die Hurdle-Rate und Einnahmen-Caps berücksichtigt, während die Einnahmelmöglichkeiten durch Preisobergrenzen und Einnahmen-Caps begrenzt werden. Die Kompensation der entgangenen Einnahmen auf dem Terminmarkt wird nicht betrachtet. Eine Vernachlässigung des Terminmarktes bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit – inklusive der Risikoprämie, die sich

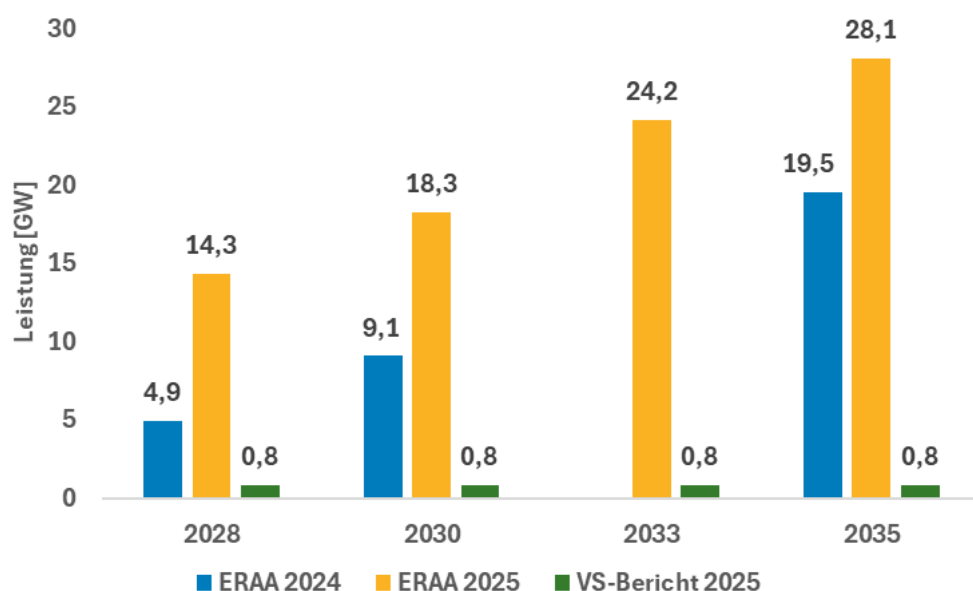
auf angebotsbeschränkten Märkten einstellen kann – stellt daher eine einseitige Verschlechterung zulasten von Kraftwerksinvestitionen dar. Darüber hinaus kann ein Strommarktmodell nur die Möglichkeiten nutzen, die ihm zur Verfügung stehen. In der Realität gibt es durch innovative Suchprozesse nahezu unendlich viele Möglichkeiten, auf drohende Knappheiten zu reagieren. In Situationen, in denen das Modell auf Lastabwurf zurückgreifen muss, findet in der Realität ein kreativer Wettbewerb nach Lösungsmöglichkeiten statt.

5.2.3 Zentrale Planung untergräbt technologischen Fortschritt

Zentrale Planungsprozesse unterschätzen technologische Innovationen. Die sichere und kosteneffiziente Transformation des Stromsystems ist jedoch auf die Diffusion von technologischem Fortschritt angewiesen. Zentral geplante Kapazitätsmechanismen – und die regulatorischen Prozesse, die mit ihnen einhergehen – drohen jedoch nicht nur Fortschritte zu vernachlässigen, sondern sie sogar zugunsten etablierter Technologien zu verdrängen.

Als Beispiel für die mangelnde Integrationsfähigkeit von disruptiven Entwicklungen in regulatorische Prozesse bieten sich Batteriespeichersysteme (BESS) an. Abbildung 17 zeigt, wie sich die installierte Leistung zwischen ERAA 2024, ERAA 2025 und dem Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA unterscheidet.

Abbildung 17: Szenariovergleich der Batterie-Großspeicher



Quelle: Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2024, 2025), BNetzA (2025).

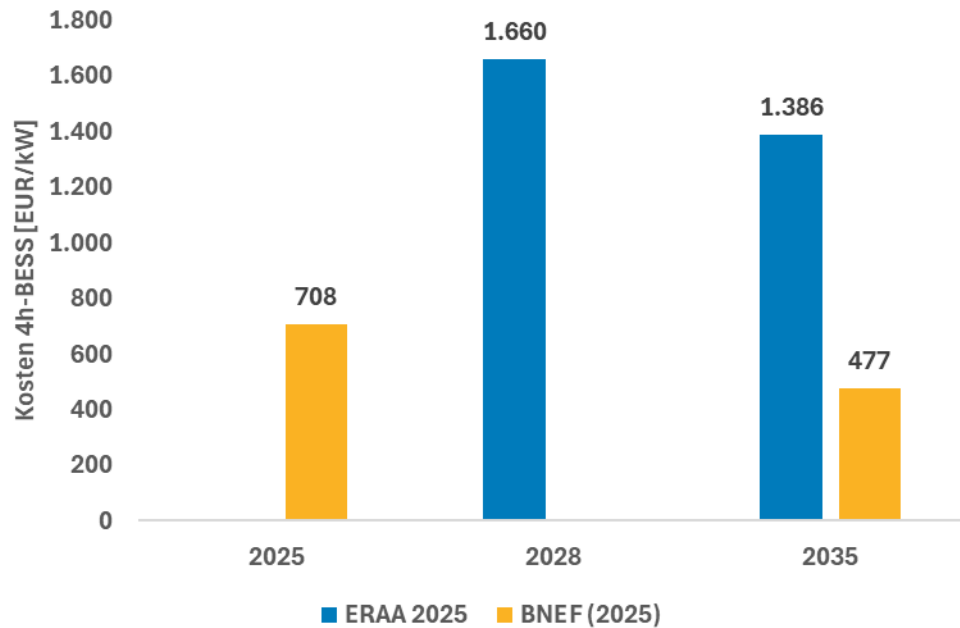
In Abbildung 17 ist ersichtlich, dass sich die Annahme für 2028 vom ERAA 2024 zum ERAA 2025 fast um den Faktor drei erhöht hat. Üblicherweise findet eine Auktion in zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen vier Jahre vor dem Erfüllungsjahr statt. In diesem Fall wäre die BESS-Kapazität gegenüber einer Auktion drei Jahre vorher knapp 10 GW zu niedrig gewesen. Mit Blick auf den Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA wird die Verzerrung sogar noch deutlicher. Im Modell werden entgegen dem Trend in der Realität sogar Batterien zurückgebaut.

Die Einführung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen ist zunehmend eine Verfahrensprüfung (insb. CISAF), die prüft, ob fragwürdige Modellergebnisse eine ebenfalls nicht belastbar berechnete LOLE-Kennzahl überschreiten. Wenn die abgebildeten Entwicklungen im Modell aber den Entwicklungen der Realität zuwiderlaufen, wird deutlich, dass dieser zentrale Planungsansatz mit signifikanten Kosten- und Wohlstandsrisiken einhergeht. Denn die möglichst reibungslose Diffusion von kostensenkenden Innovationen ist die Voraussetzung für Wohlstandswachstum (siehe Infobox: Wohlstandssteigernde Institutionen und die Rolle der schöpferischen Zerstörung in Kapitel 3).

Der Blick auf Abbildung 17 unterschätzt jedoch die verzerrende Wirkung. Denn während des gesamten Betrachtungszeitraums bis zum Jahr 2035 wird in der Modellierung ein 4h-BESS berücksichtigt. Die starke Kostenreduktion der letzten Jahre führt jedoch dazu, dass die Kosten für die Speicherkapazität schneller sinken als die Kosten für die Leistungselektronik. Aus diesem Grund werden im Zeitverlauf immer mehr BESS mit zunehmenden Speichertiefen gebaut. In einigen Ländern (u. a. Australien, China) werden bereits 8h-BESS gebaut. Die Annahme, dass in Europa bis zum Jahr 2035 lediglich 4h-BESS gebaut werden, hat somit auch Konsequenzen für den Beitrag zur Versorgungssicherheit, den diese Speichersysteme bereitstellen können.

Die Auswirkung der rasanten Kostendegression macht sich jedoch bereits in den Kostenannahmen für 4h-BESS bemerkbar. Abbildung 18 stellt die Kostenannahmen des ERAA-2025 für ein 4h-BESS den realen Kosten für 2025 und den prognostizierten Kosten für 2035 von BNEF gegenüber (Energy Storage News (2025)).

Abbildung 18: Kostenentwicklung von Batterie-Großspeichern



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung, Daten von ERAA 2025 und Battery Storage News (2025).

In Abbildung 18 wird ersichtlich, dass die Kosten für ein 4h-BESS in 2025 bereits um den Faktor 2,3 unter den ERAA-Kostenannahmen für das Jahr 2028 liegen. Im Jahr 2025 lagen die realen Kosten bereits fast um den Faktor 2 unter den Kostenprojektionen des ERAA 2025 für das Jahr 2035. Der Unterschied zwischen den Projektionen steigt bis zum Jahr 2035 auf den Faktor 2,9. Diese Darstellung basiert auf den Kosten für Europa. In China liegen die Kosten für ein 4h-BESS bereits im Jahr 2025 bei 336 EUR/kW.¹⁰

Allein seit dem Jahr 2024 sind die BESS-Kosten um 31 % gesunken (Battery Storage News (2025)). Der ERAA 2025 nimmt im Gegensatz dazu eine jährliche Kostensenkung von 3 % an. Derartige Entwicklungen lassen sich naturgemäß von zentralen Planungsprozessen nicht angemessen berücksichtigen. Ihre Vernachlässigung hat jedoch reale Konsequenzen, wenn die Ergebnisse der Analyse über die Einführung staatlicher Interventionen entscheiden.

Der technologische Fortschritt bezieht sich nicht nur auf Großspeichersysteme. Die starken Kostensenkungen ermöglichen zunehmend Anwendungen in Form von Gewerbe- und Heimspeichersystemen. Dadurch vergrößert sich das

¹⁰ Battery Storage News (2025) berichtet aus einer Analyse von BloombergNEF. Für die Umrechnung in EUR verwenden wir einen Wechselkurs von 1,15 EUR/USD.

Potenzial für explizite und implizite Lastflexibilität (siehe Diskussion in den nächsten Abschnitten).

Auch in anderen Bereichen wirkt sich technologischer Fortschritt auf Ressourcen für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit aus. Die Digitalisierung ermöglicht die zunehmende Nutzung künstlicher Intelligenz für Steuerungs- und Optimierungssysteme. Dadurch wird es möglich, immer kleinteiligere Ressourcen für die Lastflexibilisierung zu nutzen.

Reale Einnahmequellen werden in der Modellierung vernachlässigt

Neben den Kostenannahmen beschränkt auch die Modellstruktur des ERAA und des Versorgungssicherheitsberichts der BNetzA die Wirtschaftlichkeit von Speichern und anderer Flexibilitätsoptionen. Insbesondere flexible Technologien können einen Teil ihrer Deckungsbeiträge erwirtschaften, indem sie die Prognosefehler der Nachfrage und der variablen Einspeisung erneuerbarer Energien zwischen dem Day-Ahead-Markt und der Lieferung am Intradaymarkt sowie den Regelreserve- und Regelenergiemärkten bewirtschaften. Die Strommarktmodelle spiegeln jedoch einen Echtzeitmarkt ohne Prognosefehler wider. Daher werden die Einnahmen aus dem Intradaymarkt und vermutlich auch aus den Regelreserve- und Regelenergiemärkte vernachlässigt.¹¹ Durch die reduzierte Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptionen im Modell fallen Investitionen in diese Technologien geringer aus als in der Realität bzw. in einem Modell, das diese Prognosefehler abbildet. Der Nutzen dieser Flexibilitätsoptionen geht jedoch über die Bewirtschaftung von Prognosefehlern hinaus. Wenn diese Flexibilitätsoptionen am Markt verfügbar sind, dann können sie auch zur Bewirtschaftung von Lastspitzen genutzt werden und somit zur effizienten Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen.

Wenn diese zunehmenden Kostensenkungspotenziale und der entsprechend wachsende technoökonomische Lösungsraum aufgrund zentraler Planungsprozesse nicht berücksichtigt oder sogar verdrängt werden, sinkt die Kosteneffizienz des Stromsystems. Dabei ist die Nutzung dieser Innovationspotenziale der Schlüssel für ein kosteneffizientes Stromsystem, das im Wettbewerb mit anderen Technologien niedrigere Strompreise ermöglicht. Im globalen Wettbewerb um kostengünstige

DIE KOSTENSENKUNGSPOTENZIALE INNOVATIVER TECHNOLOGIEN WERDEN BEI ZENTRALER PLANUNG UND IN DEN MODELLEN VERNACHLÄSSIGT, OBWOHL SIE IN DER REALITÄT DER ENTSCHEIDENDE FAKTOR FÜR KOSTENEFFIZIENZ SIND.

¹¹ Die Auswirkung der Modellstruktur ist vergleichbar mit der Vernachlässigung des Terminmarktes bei der Bewirtschaftung der Investitionsrisiken von Gaskraftwerken.

Standortfaktoren verliert Europa – und im speziellen Deutschland – im Zeitverlauf zunehmend an Attraktivität, wenn Kostensenkungspotenziale nicht durch ein technologie- und innovationsoffenes Marktdesign genutzt werden.

5.2.4 Die Inputannahmen kreieren eine selbsterfüllende Prophezeiung

In diesem Abschnitt diskutieren wir eine Reihe von Inputannahmen, die in Kombination mit den methodischen Annahmen und den BESS-Annahmen die Ergebnisse der Modellierung verzerren. Zunächst weisen wir jedoch in der Infobox auf einen wichtigen Zusammenhang zwischen der VOLL-Berechnung – die für den Zuverlässigkeitsstandard relevant ist – und der Berücksichtigung der Nachfrageflexibilität in der Modellierung hin.

INFOBOX: WECHSELWIRKUNG ZWISCHEN LASTFLEXIBILITÄT UND VOLL

Gemäß der ACER-Methodik sollten preiselastische Verbraucher nicht in die VOLL-Berechnung (Value of Lost Load) einfließen, da sie ihre Nachfrage freiwillig reduzieren können und daher nicht von einem unfreiwilligen Lastabwurf der ÜNB betroffen wären.

Definitionsgemäß haben preiselastische Verbraucher eine unterdurchschnittliche Zahlungsbereitschaft, da sie ihr Verbrauchsverhalten am Strompreis ausrichten. Dementsprechend stehen sie am Anfang der nachfrageseitigen Merit-Order und reduzieren ihre Nachfrage, wenn der Strompreis ihre Zahlungsbereitschaft übersteigt.

Wenn Verbraucher mit einer niedrigen Zahlungsbereitschaft bei der VOLL-Berechnung ausgenommen sind, steigt folglich der VOLL. Je mehr preiselastische Verbraucher auf den Strompreis reagieren, desto höher ist die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft derjenigen, die von einem unfreiwilligen Lastabwurf betroffen wären.

Bei der Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (Loss of Load Expectation – LOLE) wird der CONE (Cost of New Entry) durch den VOLL geteilt. Daraus folgt, dass ein Anstieg des VOLL zu einer Absenkung des Zuverlässigkeitsstandards führt. Ein niedriger Zuverlässigkeitsstandard wird leichter verletzt, wodurch staatliche Eingriffe gerechtfertigt werden können.

Es sei denn, die preiselastische Nachfrage wird im Modell angemessen berücksichtigt. Bei ausreichender Nachfrageflexibilität im Modell steigt die

Wahrscheinlichkeit einer freiwilligen Markträumung und es kommt nicht zu unfreiwilligem Lastabwurf. Aus diesem Grund ist eine angemessene Berücksichtigung der Lastflexibilität von herausragender Bedeutung für die Modellierung der Versorgungssicherheit.

Unseres Erachtens eignet sich der Nachweis über die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards und der Modellierung der Versorgungssicherheit grundsätzlich nicht für die Begründung staatlicher Eingriffe, u. a. weil sie unterschiedliche Zeiträume und damit unterschiedliche Technologien berücksichtigen.

Die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (ILR und BNetzA, 2021) beruht vermutlich auf VOLL-Daten aus 2018 oder 2019. Die Modellierung der Versorgungssicherheit adressiert im ERAA 2025 die Jahre 2028 bis 2035. In diesen zehn bis 17 Jahren verändern sich nicht nur die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutlich. Auch der technologische Fortschritt ermöglicht bspw. in Form von Batterie- und Wärmespeichern deutliche Ausweitungen der expliziten Lastflexibilität der Industrie und eine Steigerung der impliziten Lastflexibilität (Heimspeicher, Elektroautos, Wärmepumpen).

Die Ergebnisse der Modellierung sollten daher vor dem Hintergrund dieser zeitlichen Inkonsistenz interpretiert werden. In jedem Fall ist jedoch eine angemessene Berücksichtigung flexibler Verbraucher im Modell unerlässlich. Daher liegt ein Schwerpunkt der Analyse auf der Abbildung der Lastflexibilität in der Modellierung.

Wir besprechen im Folgenden die Annahmen und Folgewirkungen der expliziten Lastflexibilität und anschließend eine Auswahl relevanter Aspekte der impliziten Lastflexibilität.

5.2.4.1 Explizite Lastflexibilität

Lastflexibilität übernimmt durch ihre Preiselastizität in einer marktwirtschaftlichen Organisation mehrere wichtige Rollen:

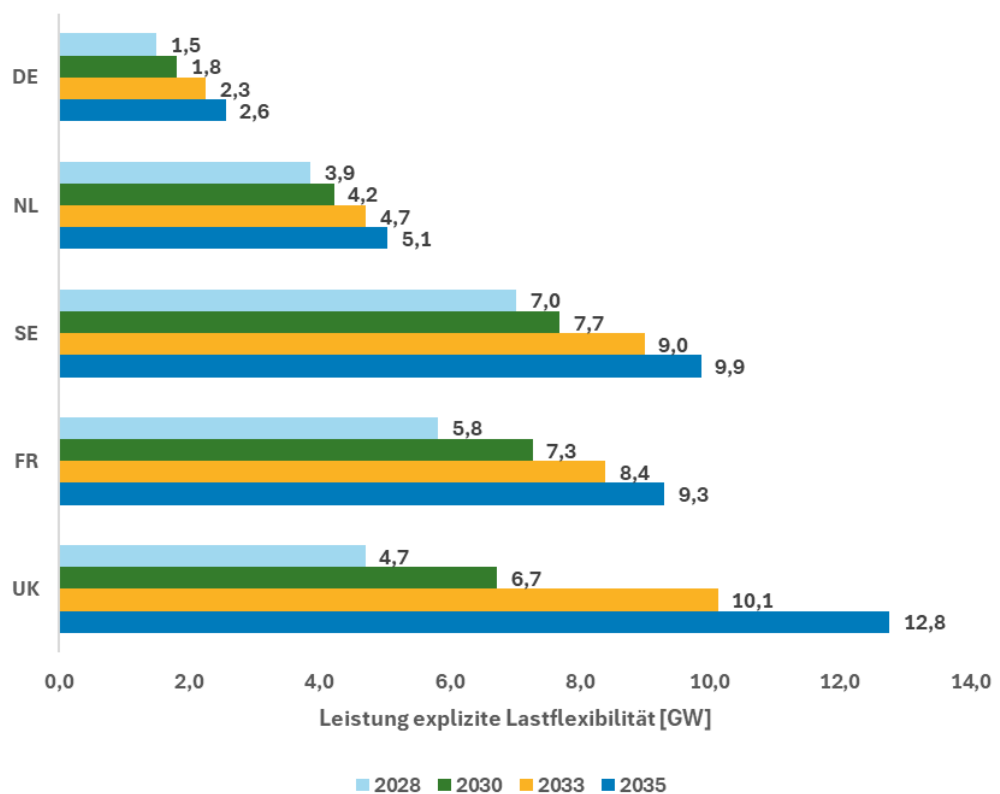
- Durch die Reaktion der Nachfrage auf die Strompreise trägt sie zur Versorgungssicherheit bei, indem sie in Knappheitssituationen zur freiwilligen Markträumung beiträgt.
- In den Situationen, in denen die Nachfrage den Preis setzt, übersteigen die Strompreise die kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugungskapazitäten. Durch die Preissetzung der Nachfrage können

die Grenzkraftwerke in diesen Situationen entsprechend des Peak-Load-Pricing-Modells einen Deckungsbeitrag erwirtschaften.

- In knappen Marktsituationen können marktmächtige Unternehmen die Preise beeinflussen. Der zusätzliche Wettbewerb durch preiselastische Verbraucher beschränkt das Missbrauchspotenzial marktmächtiger Unternehmen, wodurch auch die anderen Verbraucher vor unverhältnismäßigen Kostensteigerungen geschützt werden.

In einem Strommarktmodell sind die Annahmen über das Potenzial flexibler Verbraucher und ihre Preiselastizität von herausragender Bedeutung. Sie entscheiden darüber, ob sich Investitionen in Erzeugungsanlagen refinanzieren können und ob die freiwillige Markträumung in ausreichendem Maße möglich ist, um unfreiwilligen Lastabwurf zu verhindern. Abbildung 19 vergleicht das Potenzial expliziter Lastflexibilität im ERAA (2025) zwischen ausgewählten Ländern.

Abbildung 19: Ländervergleich des expliziten Lastflexibilitätspotenzials



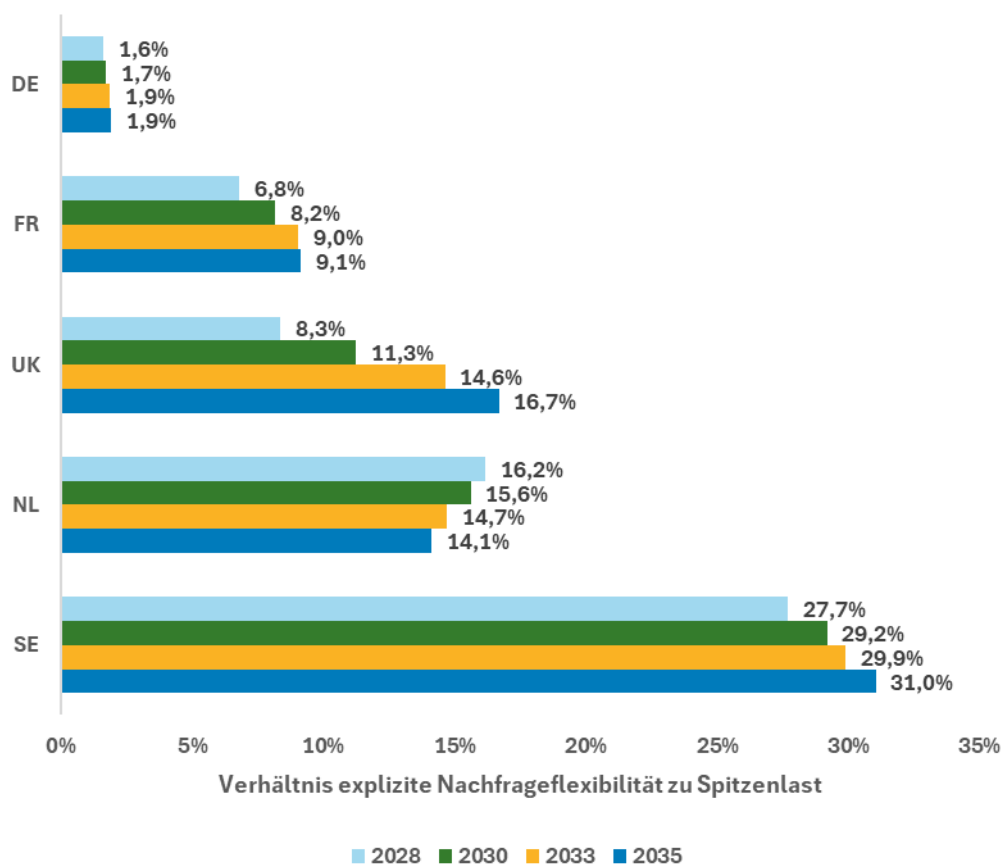
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2025).

Abbildung 19 zeigt, dass das Potenzial für explizite Lastflexibilität in Deutschland trotz des hohen industriellen Anteils an der Wertschöpfung vergleichsweise klein ausfällt. Die Annahmen für Deutschland basieren u. a. auf

der Berechnung zur Herleitung des Zuverlässigkeitsstandards (ILR und BNetzA, 2021) und sind unseres Erachtens nicht für die Abbildung von expliziter Lastflexibilität in einem Strommarktmodell geeignet. Es ist nicht nachvollziehbar, weswegen Deutschland gegenüber den dargestellten Ländern trotz einer höheren Stromnachfrage und einer größeren industriellen Basis kleinere Potenziale für die explizite Nachfrageflexibilität aufweist. Zum Vergleich: Die Kombination aus Lastflexibilität der Industrie und GHD wächst im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA von 6,2 GW in 2028 auf 12,3 GW in 2035.

Der absolute Vergleich zwischen den dargestellten Ländern vernachlässigt jedoch die Unterschiede der Stromnachfrage. Abbildung 20 stellt das Potenzial der expliziten Lastflexibilität im Verhältnis zur Spitzenlast der jeweiligen Länder dar.

Abbildung 20: Anteil des Lastflexibilitätspotenzial an der Spitzenlast



Quelle: Eigene Berechnung, Daten von ERAA (2025).

Abbildung 20 bestätigt, dass die Annahmen über die explizite Lastflexibilität in Deutschland vergleichsweise gering ausfallen. In Abbildung 16 wurde deutlich,

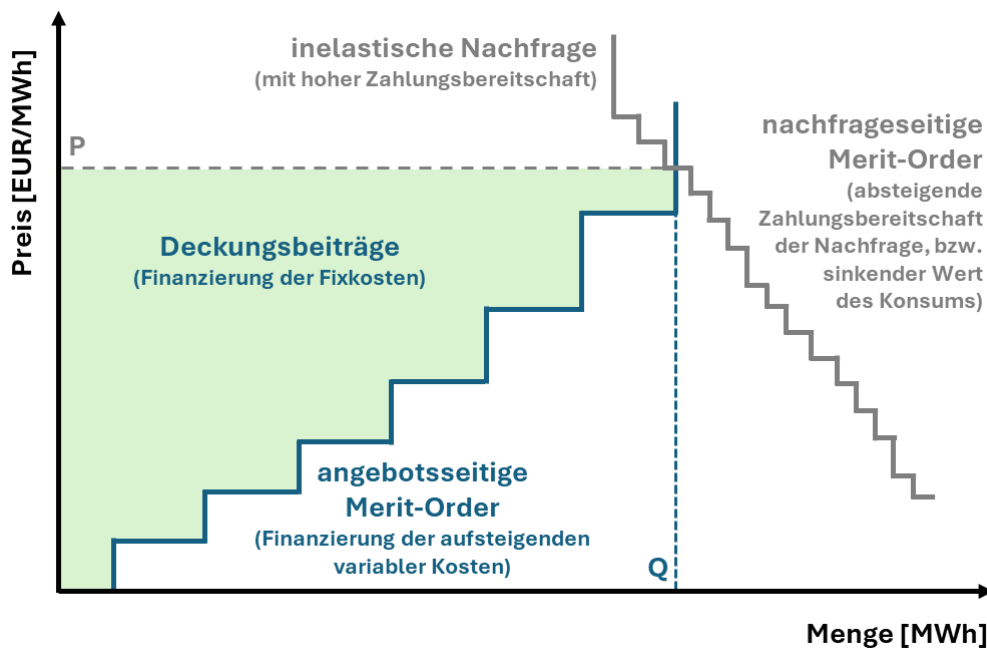
dass die LOLE-Werte für Deutschland stark vom betrachteten Szenario abhängen. Im Hurdle+Cap-Szenario sind die die LOLE-Werte relativ hoch. Wie wir in Abschnitt 5.2.2 beschrieben haben, halten wir jedoch die einseitigen Annahmen zur erschwerten Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen nicht für gerechtfertigt. Bereits im ebenfalls konservativen Hurdle-Szenario fallen die LOLE-Werte signifikant ab. Bei der Betrachtung des Median-Wertes (P50), fällt auf, dass die LOLE-Grenze von 2,77 h/a nur im Jahr 2030 überschritten wird. Es ist davon auszugehen, dass wenn die explizite Lastflexibilität für Deutschland in einem vergleichbaren Umfang, wie bei den anderen Ländern oder im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA verfügbar wäre, dann dürfte der LOLE-Wert ebenfalls unter den Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a fallen. Wenn auf der anderen Seite die Investitionsbedingungen für Gaskraftwerke anstelle der einseitigen erschwerten Wirtschaftlichkeitsfaktoren eine realistischere Bandbreite berücksichtigen würden, dann dürften die LOLE-Werte bei einer zusätzlichen Berücksichtigung realistischer Werte für die explizite Nachfrageflexibilität deutlich unter den Zuverlässigkeitsstandard fallen.

Das Potenzial der expliziten Lastflexibilität ist jedoch nur ein Aspekt, der für die Fähigkeit zur Markträumung relevant ist. Ein zweiter Aspekt ist die Fähigkeit, Preise oberhalb der kurzfristigen Erzeugungskosten des Grenzkraftwerks zu setzen, um Deckungsbeiträge für dessen Refinanzierung zu ermöglichen.

In Abbildung 4 haben wir eine illustrative nachfrageseitige Merit-Order auf Basis der Bruttowertschöpfung pro MWh dargestellt. In dieser Darstellung wurde ersichtlich, dass die Wertschöpfung, und damit die Zahlungsbereitschaft je Energieeinheit sehr heterogen sind. Die Berücksichtigung einer realistisch großen Bandbreite flexibler und damit preiselastischer Nachfrage in einem Strommarktmodell ist die Voraussetzung für die Refinanzierbarkeit von Erzeugungstechnologien.

Preiselastizität ist ein entscheidender Feedbackmechanismus selbstregulierender Märkte, der die Bildung eines Marktgleichgewichts ermöglicht. Im Gleichgewicht führt die Preissetzung durch preiselastische Verbraucher zu genügend Deckungsbeiträgen auf dem Spot- und Terminmarkt, um Erzeugungskapazitäten zu refinanzieren. Abbildung 21 stellt illustrativ dar, wie flexible Nachfrager in einer knappen Marktsituation den Preis setzen, und dadurch die Refinanzierung der Erzeugungsleistung ermöglichen.

Abbildung 21: Die Rolle der Preiselastizität für Deckungsbeiträge



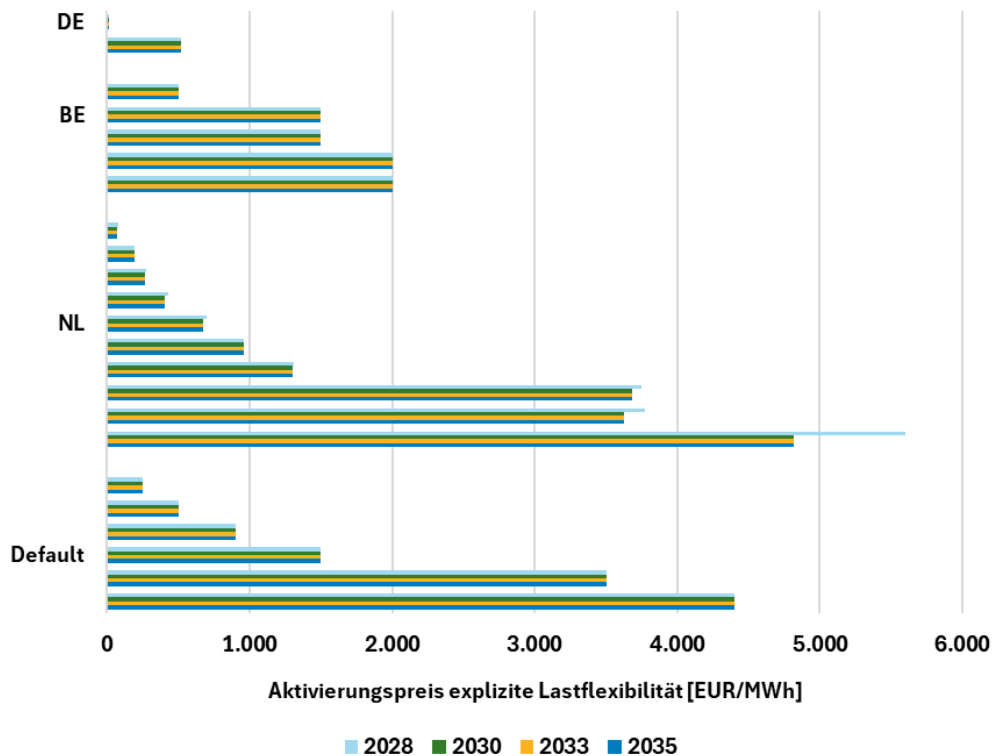
Quelle: Eigene Darstellung.

In Abbildung 21 wird ersichtlich, dass eine große Bandbreite flexibler Nachfrager, die ihre Zahlungsbereitschaft in Form einer nachfrageseitigen Merit-Order ausdrücken, die Refinanzierung der Fixkosten ermöglichen können. Bei dieser Betrachtung sollte berücksichtigt werden, dass der technologische Fortschritt eine kontinuierliche Ausweitung der expliziten und impliziten Lastflexibilität ermöglicht.

Auf Basis angebotsseitiger Investitions- und Einsatzkosten und nachfrageseitigen Zahlungsbereitschaften bildet sich ein Marktgleichgewicht, in dem die Deckungsbeiträge das letzte verfügbare Kraftwerk refinanzieren. In den wenigen Nachfragesituationen, die über dieses Marktgleichgewicht hinausgehen, ermöglichen flexible Verbraucher auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft die freiwillige Markträumung.

Die Voraussetzungen für ein Marktgleichgewicht in einem Strommarktmodell sind sowohl ein realistisches Potenzial für die Nachfrageflexibilität als auch eine hinreichend heterogene nachfrageseitige Merit-Order, die die große Bandbreite der Zahlungsbereitschaften angemessen widerspiegelt. Abbildung 22 stellt die Aktivierungspreise der expliziten Nachfrageflexibilität ausgewählter Länder und der Defaultwerte im ERAA (2025) dar.

Abbildung 22: Fähigkeit der Lastflexibilität zur Preissetzung

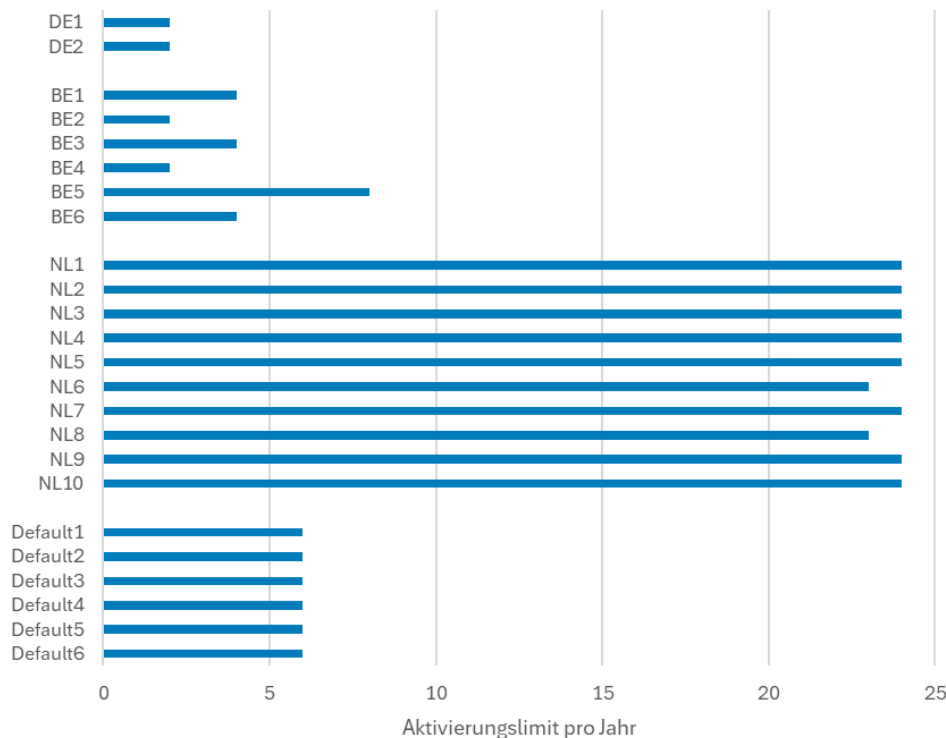


Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2025).

In Abbildung 22 wird ersichtlich, dass die Annahmen zur Zahlungsbereitschaft flexibler Verbraucher in Deutschland keiner nachfrageseitigen Merit-Order entsprechen. GHD reduzieren ihre Nachfrage bei einem inframarginalen Preis von 12 EUR/MWh und industrielle Verbraucher bei einem Preis von 523 EUR/MWh. Die Werte stammen u.a. aus der Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards (ILR und BNetzA, 2021) und sind nicht für die realitätsnahe Abbildung flexibler Verbraucher in einem Strommarktmodell geeignet. Die Default-Werte und die niederländischen Werte lassen eine nachfrageseitige Merit-Order erkennen, die bei vergleichbaren Werten in Deutschland voraussichtlich dazu in der Lage wäre, ein markträumendes Marktgleichgewicht zu ermöglichen.

Damit sich ein Marktgleichgewicht einstellen kann, ist es jedoch auch notwendig, dass das verfügbare Lastflexibilitätspotenzial in realitätsnahem Umfang genutzt werden kann. Einerseits wird durch den Einsatz eine Marktträumung ermöglicht. Andererseits kann die Preissetzung zur Finanzierung der Erzeugungstechnologien beitragen. Abbildung 23 stellt dar, wie häufig die explizite Lastflexibilität im Modell eingesetzt werden kann.

Abbildung 23: Abrufhäufigkeit der expliziten Lastflexibilität



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA 2025.

In Abbildung 23 ist ersichtlich, dass die Nachfrageflexibilität von GHD und Industrie zwei Mal im Jahr eingesetzt werden kann. Das bedeutet, dass insbesondere die industrielle Lastflexibilität zwei Mal im Jahr dazu bereit ist, bei einem Preis von 523 EUR/MWh die Nachfrage zu reduzieren. Die Default-Werte liegen bei sechs und die niederländischen Werte zwischen 23 und 24.

Übertragen auf die Realität bedeutet das, dass Netzbetreiber Last abwerfen müssten, wenn die Industrie ihre Nachfrage bereits zwei Mal reduziert hat. Obwohl sie eine Zahlungsbereitschaft von lediglich 523 EUR/MWh haben und technisch dazu in der Lage sind, könne sie ihre Nachfrage kein weiteres Mal reduzieren, wenn beispielsweise im bilateralen Handel Bilanzkreisverantwortliche dazu bereit wären 20.000 EUR/MWh zu bezahlen, um ihren Bilanzkreis auszugleichen. Diese Annahme untergräbt die ökonomische Logik von Lastflexibilität zur Ermöglichung eines Marktgleichgewichts.

Zwischenfazit zur expliziten Lastflexibilität

In angebotsbeschränkten Märkten setzt die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage den Preis. Bei den vorgegebenen Annahmen für die deutsche Nachfrageflexibilität können flexible Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaft

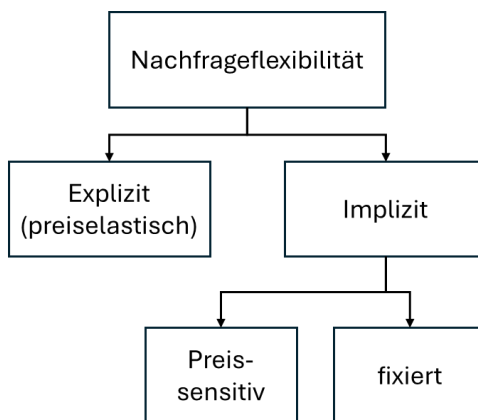
nicht signalisieren. Das ist jedoch kein Marktversagen, sondern ein Modellartefakt, das auf einer unzureichenden Datenaufbereitung basiert. Denn die BNetzA nutzt für den Versorgungssicherheitsbericht ein deutlich größeres Potenzial für die Lastflexibilität. Die nachfrageseitige Merit-Order in Abbildung 4 deutet eine Zahlungsbereitschaft an, die eher den niederländischen Werten ähnelt. Wenn Stromnachfrager ihre Zahlungsbereitschaft in einer hohen Granularität signalisieren können, dann werden ausreichend Anreize für Investitionen in steuerbare Erzeugungsanlagen gesetzt. Wenn das Modell diese Marktdynamik nicht abbildet, sind die Ergebnisse nicht objektiv belastbar und halten einer kritischen Prüfung nicht stand.

5.2.4.2 Implizite Lastflexibilität

Die implizite Lastflexibilität setzt sich aus Heimspeichern, Elektroautos und Wärmepumpen zusammen. In der Realität können Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaft durch ihr Verbrauchsverhalten ausdrücken, beispielsweise indem sie ihren Verbrauch in kostengünstigere Zeiten verschieben, oder indem sie bei hohen Preisen auf den Konsum verzichten. Wie auch bei der expliziten Lastflexibilität kann durch preiselastisches Verhalten die Wahrscheinlichkeit einer Markträumung gesteigert werden. Die resultierenden Preise oberhalb der Grenzkosten des Grenzkraftwerks können in diesen Situationen zu dessen Finanzierung beitragen. Im Folgenden diskutieren wir, wie implizite Lastflexibilität im Modell behandelt wird. Anschließend besprechen wir die Annahmen zu den einzelnen Technologien.

Abbildung 24 zeigt eine Übersicht, wie verschiedene Kategorien der Nachfrageflexibilität im ERAA-Strommarktmodell berücksichtigt werden.

Abbildung 24: Übersichtschema der Nachfrageflexibilität im ERAA 2025



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie im letzten Abschnitt besprochen, wird die explizite Lastflexibilität preiselastisch eingesetzt, indem die Last reduziert wird, sobald der Strompreis die Zahlungsbereitschaft übersteigt. Die implizite Lastflexibilität wird in einen preissensitiven und einen fixierten Anteil unterteilt. Der fixierte Anteil wird als Teil der festen Nachfragestruktur behandelt. Dieser fixierte Anteil der impliziten Lastflexibilität wird der vorgegebenen Nachfragestruktur zugeschlagen und danach nicht mehr im Modell optimiert.

Beim preissensitiven Anteil unterscheiden sich die Herangehensweisen bei Heimspeichern von denen von Elektroautos und Wärmepumpen. Der preissensitive Anteil der Heimspeicher wird den Großspeichern zugeschlagen und im normalen Marktgeschehen optimiert. Der preissensitive Anteil der impliziten Nachfrageflexibilität von Elektroautos und Wärmepumpen reagiert auf Preise, um den Bezug zu optimieren, er setzt aber keine Preise, die eine Zahlungsbereitschaft widerspiegeln. Diese Technologien können im Modell ihren Verbrauch lediglich innerhalb fester sechs- und zwölf-Stunden-Zeitfenster verschieben. Dadurch können sie zwar die Preise reduzieren, sie können aber durch das Signalisieren einer Zahlungsbereitschaft nicht Preise oberhalb der Grenzkosten der letzten Erzeugungstechnologie setzen, um zu ihrer Refinanzierung beizutragen.

DIE IMPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT KANN IHRE ZAHLUNGSBEREITSCHAFT NICHT ANGEMESSEN SIGNALISIEREN, WODURCH EINE WICHTIGE ROLLE IM MARKT NICHT BERÜCKSICHTIGT WIRD.

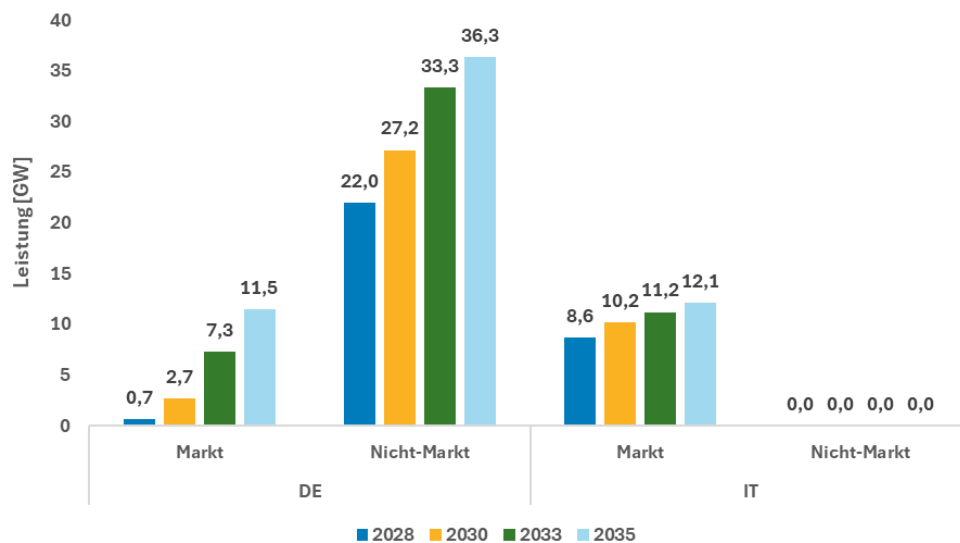
Dadurch ist die Preisbildung im Modell unvollständig. Denn ein Lastverzicht dezentraler Verbrauchstechnologien ist nicht vorgesehen. Im Gegensatz zu dieser Modellabbildung führt beispielsweise der TEMPO-Tarif von EDF in Frankreich an teuren Tagen zu einer Nachfragereduktion von 23 Prozent (EDF, 2026). Wenn Verbraucher ihre Zahlungsbereitschaft im Modell nicht ausdrücken können, ist die Refinanzierbarkeit von Spitzenlastkraftwerken aufgrund der Modellierungsannahmen eingeschränkt.

Die Diskussion in diesem Abschnitt zeigt nicht nur, dass die Ergebnisse der Modellierung ungeeignet sind, staatliche Markteingriffe in Form von Kapazitätsfördermechanismen zu rechtfertigen. Sie zeigen auch, dass Marktreformen die bestehenden Ressourcen für den Strommarkt nutzbar machen können. Die Absicherungspflicht reizt die Einbindung bestehender Flexibilitätspotenziale für die Absicherung und Optimierung der Stromversorgung an.

Heimspeicher

Heimspeicher können dazu beitragen, die Nachfrage eines Haushalts zeitlich zu verschieben. Damit diese Verschiebung einen Nutzen für den Markt entfaltet, ist eine Exponierung gegenüber den Großhandelspreisen notwendig. Abbildung 25 stellt dar, wie hoch die Leistung der Heimspeicher ist, die in Deutschland und Italien am Markt eingesetzt wird und welche Leistung nicht am Markt optimiert wird.

Abbildung 25: Ländervergleich von Heimspeichern im Strommarkt



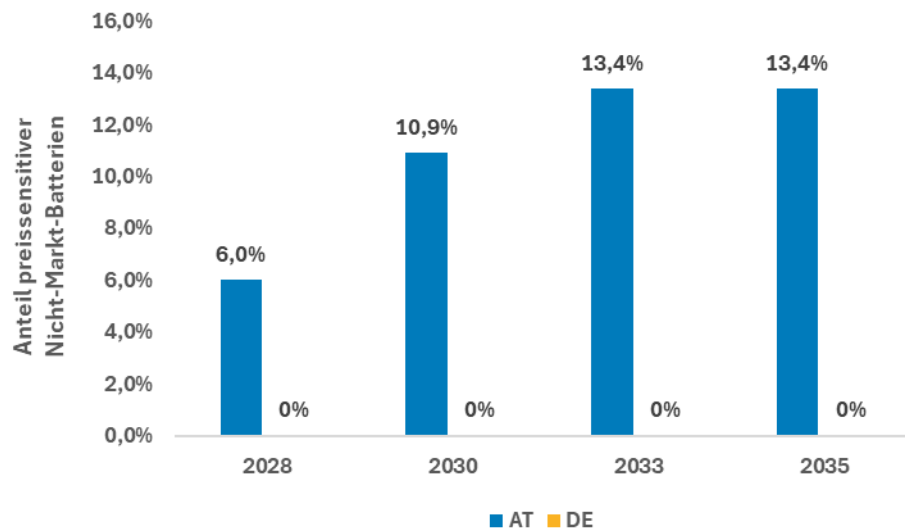
Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2025).

Abbildung 25 zeigt, dass nur ein kleiner Teil der Heimspeicher in Deutschland anhand des Großhandelspreises optimiert:

- 2028: 3 %
- 2030: 9 %
- 2033: 18 %
- 2035: 24 %

Im Gegensatz dazu werden in Italien alle Heimspeicher am Strommarkt eingesetzt. Der Nicht-Markt Anteil der Heimspeicher wird in der ERAA-Methodik weiter unterteilt in preissensitive Batterien und in der vorgegebenen Laststruktur fixierte Batterien. Abbildung 26 stellt die Anteile von Deutschland und Österreich gegenüber die als Nicht-Markt-Heimspeicher als implizite Lastflexibilität optimiert werden können.

Abbildung 26: Ländervergleich preissensitiver Heimspeicher als implizite Lastflexibilität



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2025).

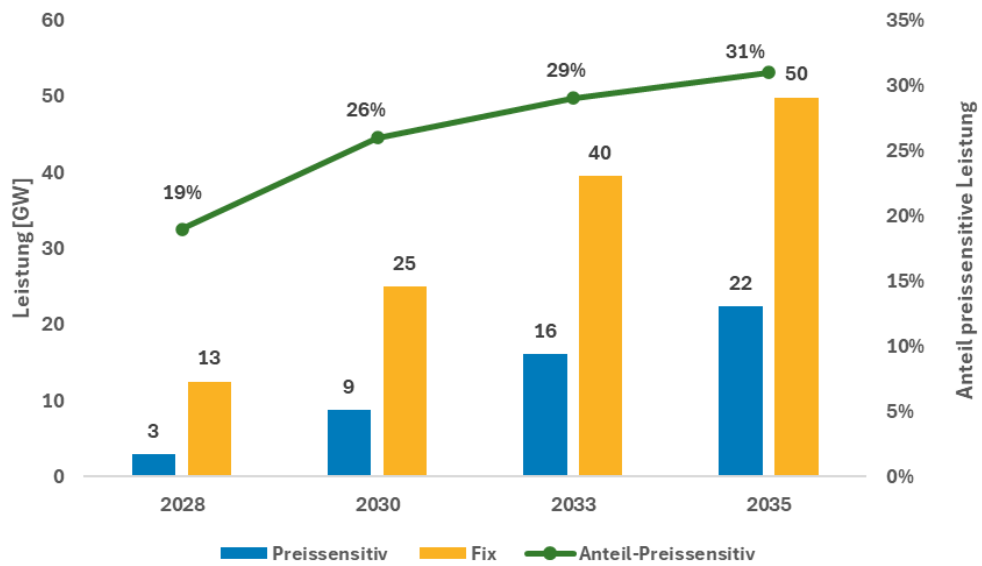
Während in Österreich ein wachsender Anteil der Heimspeicher als implizite Lastflexibilität optimiert wird, verbleibt der Anteil in Deutschland bei null. Das bedeutet, dass im Modell in Knappheitssituationen Last abgeworfen wird, obwohl 22 GW Heimspeicher im Jahr 2028 verfügbar sind, 27,2 GW im Jahr 2030, 33,3 GW im Jahr 2033 und 36,3 GW im Jahr 2035. Wenn in der Realität Lastabwurf mit den entsprechenden Preissignalen durchgeführt würde, gäbe es große Anreize, die verfügbaren Ressourcen im Markt zu nutzen.

Die steigenden LOLE-Werte in der ERAA-Modellierung werden dazu genutzt, Kapazitätsausschreibungen zu begründen. Mit Blick auf die Inputannahmen wird jedoch deutlich, dass die angemessene und effiziente Antwort in Marktformen liegt, um die verfügbaren Ressourcen für den Markt nutzbar zu machen.

Elektroautos

Elektroautos und Wärmepumpen werden als implizite Lastflexibilität ebenfalls in einen preissensitiven und einen in der Nachfragestruktur fixierten Anteil unterteilt. Abbildung 27 stellt die Aufteilung der beiden Kategorien für Elektroautos dar.

Abbildung 27: Anteil preissensitiver Elektroautos in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA (2025).

Im Modell wird Last abgeworfen, während Autos in Zeiten von Preisspitzen geladen werden. Die in der Realität bestehende heterogene Zahlungsbereitschaft taucht im Modell nicht als preiselastische Nachfrage auf. Die Unterteilung in lediglich zwei Gruppen ist ökonomisch nicht konsistent. Im Modell ist eine kleine Gruppe preissensitiv und versucht die Ladekosten zu senken und eine andere Gruppe hat eine unendliche Zahlungsbereitschaft.

In der Realität gibt es eine heterogene Bandbreite von Kostenoptimierern bis hin zu unendlicher Zahlungsbereitschaft. Die ökonomische Anreizwirkung des Marktes findet zwischen diesen beiden Extremen statt. Es gibt zweifelsohne eine nachfrageseitige Merit-Order für das Laden von Elektroautos, in der einige Menschen bei 100 EUR/MWh den Ladevorgang unterbrechen, einige bei 200 EUR/MWh, einige bei 300 EUR/MWh, und zweifelsohne gibt es auch einige Verbraucher die situativ über 1.000 EUR/MWh bezahlen würden. Aber die meisten Menschen haben eine begrenzte Zahlungsbereitschaft, die sich in Form einer nachfrageseitigen Merit-Order ausdrückt und die zur Markträumung und Refinanzierung von Erzeugungstechnologien beiträgt.

Ein Hinweis auf die Preiselastizität stammt von einer Analyse zu dynamischen Netzentgelten (Neon, 2026). Für Privatkunden spielt es jedoch keine Rolle, ob der zeitliche Preisunterschied auf Großhandelspreisen oder Netzentgelten basiert. Beim öffentlichen Laden führt eine Preisreduktion von 20 ct/kWh dazu, dass bis zu 30% der Ladevorgänge aktiv in netzdienliche Zeitfenster verlagert wurden. Das bedeutet, wenn der Strompreis um 200 EUR/MWh steigt, reduziert

sich die Anzahl der Ladevorgänge um 30 %. Wenn zu Hause geladen wird, verschieben sich 70% der Ladevorgänge und ca. 20 % der geladenen Energie.

INFOBOX: EIN ÖKONOMISCHES MODELL MUSS GRUNDSÄTZLICHE MARKTWIRTSCHAFTLICHE WIRKMECHANISMEN ABBILDEN

Märkte tendieren wie die meisten komplexen Systeme zu einem Gleichgewicht. Das preiselastische Verbrauchsverhalten ist ein Feedbackmechanismus, der ein Gleichgewicht zwischen Nachfragereduktion auf Basis einer begrenzten Zahlungsbereitschaft und einer Ausweitung des Angebots durch den Bau von Erzeugungstechnologien anreizt.

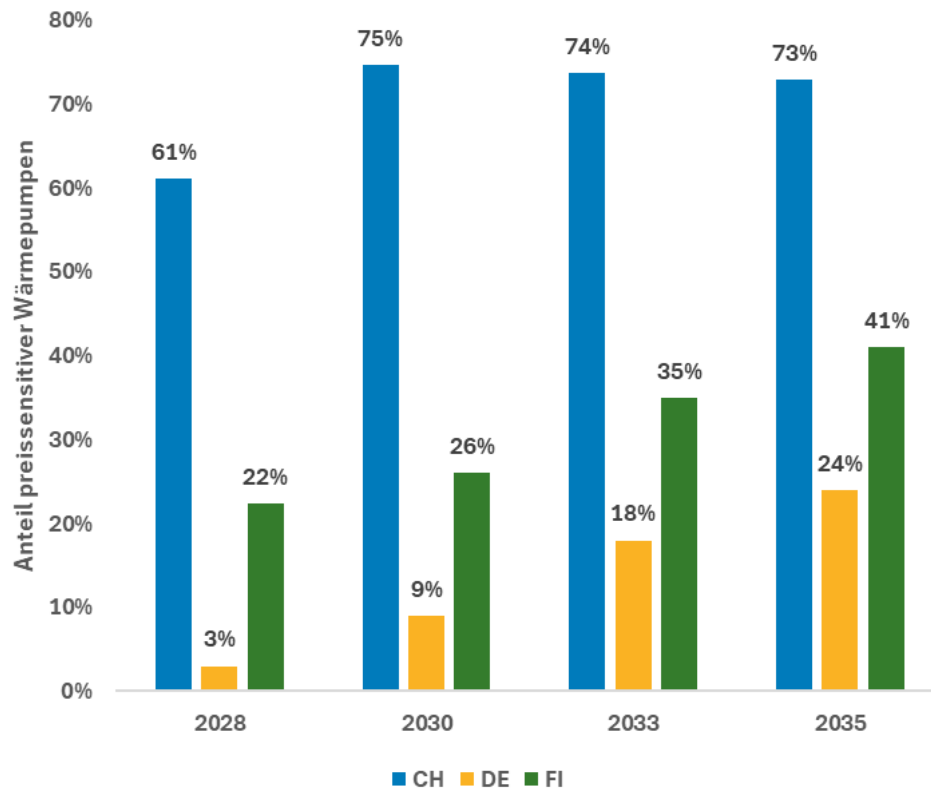
Wenn ein Strommarktmodell diesen grundlegenden marktwirtschaftlichen Wirkmechanismus nicht abbildet, dann muss es den Lastabwurf nutzen. Selbstverständlich muss jedes Modell Vereinfachungen vornehmen. Aber der marktwirtschaftliche Feedbackmechanismus der Preiselastizität ist ein essenzieller Bestandteil von Märkten. Der Lastabwurf des Modells ist ein Ergebnis, das in der Realität durch eine Vielzahl von Marktanpassungen weitestgehend vermieden wird. Denn wenn die entsprechenden Preissignale auftreten, werden Marktakteure aktiv, die mit ihren innovativen Angeboten Verbrauchern Kostenersparnisse ermöglichen.

Kosteneffiziente Innovationen können in der Realität auf vielfältige Weise geschehen. So können beispielsweise Ladeparks mit zusätzlichen Batterien ausgestattet werden, die über Clubmitgliedschaften finanziert werden und in knappen Zeiten einen Preisaufschlag für das Laden verlangen, der dennoch unter dem aktuellen Spotpreis liegt. Hohe Preise steigern die Bedürftigkeit der Verbraucher und damit die Kreativität der Problemlöser. Daher entstehen Innovationen häufig in Krisenzeiten. Im Ergebnis profitieren Verbraucher langfristig von innovativen kosteneffizienten Technologien und Geschäftsmodellen.

Wärmepumpen

Das Muster, dass wir bei Elektroautos gesehen haben, wird auch bei Wärmepumpen sichtbar. Auch hier wird die implizite Lastflexibilität in einen preissensitiven und einen fixierten Anteil unterteilt. Abbildung 28 stellt die preissensitiven Anteile von Deutschland, der Schweiz und Finnland gegenüber.

Abbildung 28: Ländervergleich preissensitiver Wärmepumpen



Quelle: Eigene Darstellung, Daten von ERAA 2025.

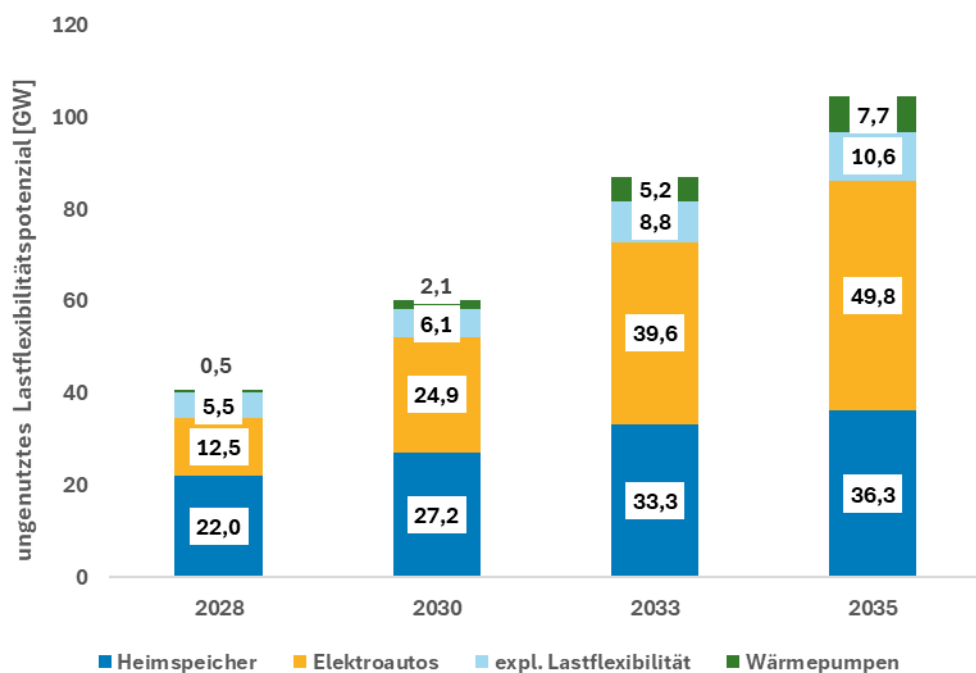
In Abbildung 28 wird ersichtlich, dass sich die preissensitiven Anteile zwischen den drei betrachteten Ländern deutlich unterscheiden. Während im Jahr 2028 62 % der Wärmepumpen in der Schweiz auf den Strompreis reagieren, liegt der preissensitive Anteil in Deutschland lediglich bei 3 %.

Wenn man sich in die Modellwelt hineinversetzt, findet in der Zeitspanne von 2028 bis 2035 in zunehmendem Maße Lastabwurf bei sehr hohen Preisen statt, während Verbraucher unbekümmert ihre Häuser und Wohnungen bis zur Wohlfühltemperatur beheizen. Dabei gibt es einen graduellen Verlauf zwischen gewünschter Heiztemperatur und Verschwendung durch unbenutzte und unnötig warm beheizte Räume. Im Zuge der Energiekrise 2022 haben viele Menschen ihre Heizungen etwas herunter gedreht und zusammen mit Gewerbetreibenden ca. 21 Prozent Gas eingespart (BNetzA, 2023). Dieses Verhalten ist gelebte Preiselastizität. In Situationen, in denen im Modell regelmäßig Preisspitzen mit Lastabwurf auftreten, werden in der Realität am Markt Angebote platziert, die Heizkosten reduzieren können und somit Preisspitzen und Lastabwurf reduziert werden.

5.2.5 Zwischenfazit: Modellierung der Versorgungssicherheit

Bei der Interpretation der Modellergebnisse wird durch die ansteigenden LOLE-Werte der Weg für zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen geöffnet. Der Blick auf die Inputannahmen verrät jedoch, dass eine Vielzahl bestehender Ressourcen für die Steigerung der Kosteneffizienz und der Versorgungssicherheit durch Marktreformen nutzbar wäre. Abbildung 29 zeigt die verfügbaren Potenziale, die im ERAA-Modell derzeit nicht zur Markträumung genutzt werden können.

Abbildung 29: Ungenutztes deutsches Flexibilitätspotenzial im ERAA 2025



Quelle: Eigene Berechnungen, Daten von ERAA (2025) und BNetzA (2025).¹²

Abbildung 29 zeigt die Ressourcen, die zur Markträumung genutzt werden könnten, um eine freiwillige Markträumung anzureizen und Lastabwurf zu verhindern. Bei realitätsgerechter Berücksichtigung im Modell würden diese Ressourcen Zahlungsbereitschaften signalisieren, die Erzeugungstechnologien über Spot- und Terminmärkte refinanzieren können und gleichzeitig zur freiwilligen Markträumung beitragen.

¹² Die Daten für Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen in Abbildung 29 beruhen auf den veröffentlichten ERAA-Daten. Die Daten für die explizite Lastflexibilität entsprechen der Differenz zwischen den Daten des Versorgungssicherheitsberichts der BNetzA (2025) und den ERAA-Werten.

Die Art, wie diese Ressourcen im Modell genutzt werden, führt in Kombination mit den expliziten Preisobergrenzen, den Einnahmen-Caps und den Hurdle-Rate-Aufschlägen für Gaskraftwerke zu einer selbsterfüllenden Prophezeiung. Die aus den Modellergebnissen und LOLE-Werten abgeleitete Konsequenz lautet, dass Kapazitätssubventionen notwendig werden. Das greift jedoch mit Blick auf die genutzten Methoden und Inputannahmen zu kurz.

Die in Abbildung 29 dargestellten Ressourcen lassen sich durch Marktreformen erschließen, die Kapazitätssubventionen überflüssig machen würden. Nicht weil die verfügbaren Ressourcen steuerbare Erzeugungstechnologien umfassend ersetzen können, sondern weil sie über das Signalisieren der verbrauchsseitigen Zahlungsbereitschaft in Form verlässlicher Preise am Spot- und Terminmarkt steuerbare Erzeugungstechnologien refinanzieren können.

DIE INPUTANNAHMEN ZEIGEN, DASS BESTEHENDE RESSOURCEN DURCH MARKTREFORMEN EFFIZIENT NUTZBAR GEMACHT WERDEN KÖNNEN, ANSTATT KAPAZITÄTSSUBVENTIONEN EINZUFÜHREN.

Die Absicherungspflicht motiviert einen Suchprozess für effiziente Flexibilitätspotenziale. Indem diese Potenziale für die Absicherung und Optimierung der Stromversorgung genutzt werden, kann unfreiwilliger Lastabwurf vermieden werden. Ein größerer Teil des Verbrauchs erhält die Möglichkeit, die eigene Preiselastizität durch das Verbrauchsverhalten und über die Nachfrage nach Absicherungsprodukten zu signalisieren. Auf diese Weise entsteht am Spotmarkt eine nachfrageseitige Merit-Order mit feiner Granularität. Zur gleichen Zeit bildet sich auf dem Terminmarkt eine Nachfrage für Absicherungsprodukte, die auf der signalisierten Zahlungsbereitschaft (inkl. Risikoprämie) aufbaut. Auf dieser Basis kann sich ein Marktgleichgewicht zwischen preiselastischen Verbrauchern und Investitionen in Erzeugungstechnologien einstellen.

Da die Absicherungspflicht einen größeren technologischen Lösungsraum als zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen beinhaltet und offen für innovative Technologien und Geschäftsmodelle ist, fallen die Systemkosten geringer aus. Das gilt insbesondere, wenn man die Unsicherheit einer zentral administrierten Nachfrageprognose und expliziten und impliziten Technologiefestlegungen berücksichtigt. Die Anpassungen der Nachfrageprognosen der letzten Jahre offenbaren das Ausmaß der Unsicherheit und das damit einhergehende Kostenrisiko. Die Kostensteigerungen durch zentrale Beschaffungsauktionen können nicht bewirtschaftet werden. Sie können lediglich per Umlage sozialisiert werden.

In den US-Kapazitätsmärkten führen die fehleranfälligen 3-Jahresprognosen dazu, dass zukünftig auf Auktionen mit dreijähriger Vorlaufzeit verzichtet wird. Die KWS-Auktion hat einen fünfjährigen Vorlauf und die umfassenden Kapazitätsfördermechanismen voraussichtlich einen vierjährigen Vorlauf.

Mit dem Nachweisprozess über den Zuverlässigkeitsstandard und die Modellierung der Versorgungssicherheit wird die Karte zum Gebiet erklärt. Die Bewertung basiert nicht mehr auf realen Entwicklungen, sondern auf Modellannahmen, Modellmethoden und Modellartefakten. Das steht im Widerspruch zu dem Anspruch aus Art. 23 Abs. 6 der Verordnung, nachdem die Methode auf transparenten, objektiven und nachprüfbaren Kriterien beruhen muss.

Die Absicherungspflicht bietet im Gegensatz zu zentral geplanten Prozessen die Möglichkeit, das dezentrale Wissen der Marktakteure zu nutzen, um ein sicheres und kosteneffizientes Versorgungssystem anzureizen. Wenn innovative Technologien und Geschäftsmodelle, beispielsweise auf Basis einer zunehmenden Digitalisierung verfügbar werden, dann können sie sofort implementiert werden, um die Kosten des Versorgungssystems zu senken. Im Gegensatz dazu werden bei zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen mit 15-jährigen Zahlungsperioden und einer 5-jährigen Vorlaufzeit, die Kosten der administrativ präferierten Technologie für die nächsten 20 Jahre festgelegt. Diese 20-jährige Pfadabhängigkeit geht mit hohen Kostenrisiken einher, die den Wirtschaftsstandort und den gesellschaftlichen Wohlstand nachhaltig gefährden.

Die ausführliche Diskussion der Modelleigenschaften und Inputannahmen zeigt letztlich, weswegen planwirtschaftliche Ansätze einer marktwirtschaftlichen Organisation unterlegen sind. Zentral festgelegte (Fehl-)Annahmen und das Aushebeln von marktwirtschaftlichen Feedbackmechanismen führt zu kostenintensiven Fehlentwicklungen im Modell und in der Realität. Die in Planungsprozessen genutzten Formeln erfordern das Einsetzen von Zahlen. Der Glaube, dass das Einsetzen von besseren Zahlen Fehlentwicklungen verhindern kann, ist ein Trugschluss, der ausführlich in der „Socialist Calculation Debate“ behandelt wurde und den Hayek als „Anmaßung von Wissen“ (siehe entsprechende Infobox) bezeichnete. Denn in diesem Planungsprozess gibt es Informationsasymmetrien und politökonomische Fehlanreize, u. a. durch Regulatory Capture und Rent-Seeking, die kosteneffizienten Entwicklungen entgegenwirken.

6 Ökonomische und methodische Diskussion der beihilferechtlichen Kriterien vor dem Hintergrund der Absicherungspflicht als Alternative

NICHT ERFORDERLICH UND NICHT GEEIGNET

Der nicht belastbare Nachweis einer Erforderlichkeit und eine mildere und zielgenauere Alternative sprechen gegen Kapazitätsfördermechanismen.

In diesem Kapitel diskutieren wir die beihilferechtlichen Kriterien vor dem Hintergrund der Erkenntnisse aus Kapitel 5 und der milderen und zielgenaueren Alternative in Form einer effektiven Absicherungspflicht. Damit eine beihilferechtliche Genehmigung rechtssicher erfolgen kann, muss die Erforderlichkeit für einen zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismus belastbar erfolgen.

6.1 ERFORDERLICHKEIT

Die Erforderlichkeit für die Einführung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen muss nach 4.8.4.1 KUEBLL „angemessen analysiert und quantifiziert“ werden. Dabei spielen der Zuverlässigkeitsstandard nach Art. 25 der Verordnung, die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene (Art. 23; ERAA von ENTSO-E) und auf nationaler Ebene (Art. 24; Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA) entscheidende Rollen. Die Bedeutung der quantitativen Analysen wird durch das CISAF verstärkt, da der Nachweis des nicht erreichten Zuverlässigkeitsstandards durch die zentralen Referenzszenarien für die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene die Prüfung von einer inhaltlichen zu einer Verfahrensprüfung abschwächt. In diesem Abschnitt diskutieren wir, dass die Prüfkriterien, die Methode und der Prüfprozess dem Anspruch des Art. 23 Abs. 6 der Verordnung der **transparenten, objektiven und nachprüfbaren Kriterien mit Blick auf die Tragweite der Maßnahme und vor dem Hintergrund der milderen Alternativen nicht gerecht werden**. Dafür diskutieren wir im folgenden Abschnitt die Methode und die Ergebnisse des Zuverlässigkeitsstandards und anschließend die Methoden, Annahmen und Ergebnisse des ERAA und des Versorgungssicherheitsberichts.

Zuverlässigkeitsstandard

Randnummer 331 KUEBLL fordert: „Art und Ursachen der Schwierigkeiten in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit und der deshalb erforderlichen staatlichen Beihilfen zur Gewährleistung dieser Stromversorgungssicherheit

müssen angemessen analysiert und quantifiziert werden; dabei ist gegebenenfalls unter Bezugnahme auf den Zuverlässigkeitsstandard gemäß Artikel 25 der Verordnung (EU) 2019/943 auch zu ermitteln, wann und wo das Problem voraussichtlich auftreten wird.“

Wir haben in Kapitel 5 die methodischen Mängel und die unzureichenden Annahmen des Zuverlässigkeitsstandards bereits ausführlich diskutiert. Der Zuverlässigkeitsstandard basiert auf dem Produkt der VOLL- und CONE-Werte.

- Die VOLL-Werte (ILR und BNetzA, 2021) basieren auf einer Durchschnittsbildung der Wertschöpfung, anstatt auf tatsächlichen Zahlungsbereitschaften der relevanten Verbrauchsgruppen. Flexible bzw. preiselastische Verbraucher werden entgegen den Vorgaben aus ACER (2020) Art. 7 Abs. 2a nicht berücksichtigt, obwohl die Daten u. a. für den Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA verfügbar sind. Zudem sind die Daten entgegen der Vorgabe aus ACER (2020) Art. 3 Abs. 3 älter als fünf Jahre und daher nicht mehr auf dem aktuellen Stand. Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund der deutlichen Veränderung der wirtschaftlichen Lage.
- Die Bandbreite der VOLL-Werte verschiedener Länder zeigt, dass sie nicht objektiv belastbar sind: Schweden hat einen VOLL von 7.065 EUR/MWh, die Niederlande haben einen VOLL von 68.887 EUR/MWh. Das entspricht einem Faktor von 9,75.
- Die CONE-Werte sind ebenfalls entgegen der Vorgabe aus ACER (2020) Art. 9 Abs 2 älter als fünf Jahre und somit nicht mehr aktuell. Die Diskussion in Abschnitt 5.1 zeigt, dass aktuelle Daten deutlich von den Annahmen aus IRL und BNetzA (2021) abweichen.
- Die CONE-Werte für Gasturbinen unterscheiden sich zwischen den Mitgliedsstaaten entsprechend ACER (2025) bis zu einem Faktor von 2,1. Diese Diskrepanz deutet darauf hin, dass eine belastbare Abschätzung der CONE-Werte durch einen administrativen Prozess nicht möglich ist. Das gilt umso mehr, wenn man die Vielzahl verschiedener innovativer technologischer Möglichkeit zur Speicherung und Verschiebung der Stromnachfrage berücksichtigt, die in signifikanten Größenordnungen verfügbar sind (siehe Diskussion in Abschnitt 5.2.3 und 5.2.4).

ERAA und Versorgungssicherheitsbericht

Entsprechend Randnummer 332 KUEBLL sollten Probleme mit der Versorgungssicherheit mit dem ERAA und entsprechend Randnummer 333 KUEBLL mit dem nationalen Versorgungssicherheitsbericht im Einklang stehen. Wir haben in Kapitel 5 ausführlich die große Bandbreite an Schwachstellen der

Herangehensweise von ERAA und dem Versorgungssicherheitsbericht diskutiert.

- **NACHFRAGE:** Trotz einer Reduktion der Nachfrage um 10,5 % bis 11,6 % im ERAA 2025 gegenüber ERAA 2024 für das Jahr 2028 und einer damit einhergehenden Reduktion der Spitzenlast um 6,2 GW steigen die LOLE-Werte im ERAA 2025 signifikant an. Daraus allein lässt sich ableiten, dass die Herangehensweise nicht robust ist. Einerseits ist die Nachfrageprognose sehr unsicher. Andererseits führen mehrere methodische Anpassungen in Kombination mit der Festlegung der Inputannahmen im Sinne einer selbsterfüllenden Prophezeiung zu einer zwangsläufigen Versorgungslücke.
- **SPITZENLAST:** Gegenüber dem Jahr 2025 steigt die Spitzenlast im ERAA 2025 um 17,7 GW bis 2028 und 29,8 GW bis zum Jahr 2030 an. Gegenüber dem ERAA 2024 sind das bereits Reduktionen der Spitzenlastprognose um 6,2 GW für das Jahr 2028 und 5,1 GW für das Jahr 2030. Bis zum Jahr 2035 geht der ERAA 2025 von einer Steigerung der Spitzenlast von 57,9 GW aus. Das entspricht einer Steigerung der Spitzenlast von 5,8 GW in jedem Jahr bis zum Jahr 2035.
- **PREISOBERGRENZEN:** Die Modell-Vorgaben zu expliziten Preisobergrenzen stehen im Widerspruch zu Art. 10 der Strombinnenmarktverordnung.
- **HURDLE-RATE:** Die Modell-Annahmen zu Hurdle-Rate-Aufschlägen für Gaskraftwerke steht in einem Spannungsverhältnis zur Bandbreite der Investitionskalküle verschiedener Marktakteure. Die Absicherung durch Eigenerzeugung oder die Bewirtschaftung eines Portfolios kann zu niedrigeren Renditeanforderungen führen.
- **EINNAHMEN-CAPS:** Die Einnahmen-Caps für Gaskraftwerke widersprechen der ökonomischen Logik von Optionswerten und der Motivation für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke. Sie leisten häufig einen Beitrag zur Absicherung von Portfolios gegen Preisspitzen. Die einseitige Beschränkung von Einnahmen widerspricht dem Investitionskalkül in diese Technologien.
- **TERMINMARKT:** Die Modellierung vernachlässigt das Risikomanagement durch Terminmärkte, obwohl das der bevorzugte Vermarktungsweg für Gaskraftwerke ist. Die ERAA-Modellierung begründet Hurdle-Rate-Aufschläge und Einnahmen-Caps durch das erhöhte Risiko der Spot-Vermarktung. In der Realität ist aber gerade die Stabilisierung von Einnahmen (inkl. Risikoprämie) die vorrangige Motivation für die Vermarktung am Terminmarkt. Die Modellierung betrachtet daher die Einnahmen und die Versorgungsrisiken einseitig, ohne die in der Realität verfügbaren Werkzeuge für das Risikomanagement zu berücksichtigen.

Über diese fundamentalen Kritikpunkte an der Methodik diskutieren wir in Abschnitt 5.2 ebenfalls eine Vielzahl von einseitig gesetzten Annahmen, die nicht im Einklang mit einer realen Marktlogik stehen.

- **BATTERIESPEICHER:** Zentrale Planung vernachlässigt zwangsläufig innovative Entwicklungen, die jedoch entscheidend für die Kosteneffizienz und damit für den Wohlstand sind. Beispielsweise führt technologischer Fortschritt derzeit zu starken Kostensenkungen für Batteriespeichersysteme (BESS). Der ERAA (2025) nimmt für das Jahr 2028 Investitionskosten von 1.660 EUR/kW für einen 4h-Speicher an, dessen Kosten bis zum Jahr 2035 auf 1.386 EUR/kW sinken. Im Jahr 2025 lagen die Kosten für einen 4h-BESS bereits bei 708 EUR/kW, also um den Faktor 2,3 unter der Annahme für 2028. Im Modell wird eine Kostensenkung von 3 % pro Jahr angenommen. Allein im Jahr 2025 sind die Kosten nach Energy Storage News (2025) um 31 % gesunken. Für das Jahr 2035 wird BNEF mit einer Prognose für 2035 Kosten von 477 EUR/kW zitiert, also um den Faktor 2,9 günstiger als die ERAA-Annahme. Zudem werden bis zum Jahr 2035 lediglich 4h-Speicher im ERAA-Modell zugelassen, obwohl derzeit bereits vereinzelt 8h-Speicher gebaut werden. Im Ergebnis führt das dazu, dass im Modell umfänglich Last abgeworfen wird und keine Investitionen in Batteriespeicher getätigt werden (außer geringe Mengen in Spanien), obwohl in der Realität zweifelsohne zumindest Gewerbespeicher die eigene Stromversorgung absichern dürften. Im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA werden entgegen dem Markttrend sogar BESS zurückgebaut, so dass nur ca. 810 MW verfügbar sind. Wenn Modellergebnisse in signifikantem Umfang von realen Entwicklungen abweichen, sollten sie nicht für die Einführung von Maßnahmen genutzt werden, die kostenintensive Pfadabhängigkeiten und Marktverzerrungen mit sich bringen.
- **EXPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Flexible Verbraucher haben in der Realität und im Modell zwei Rollen. Sie ermöglicht in Knappheitssituationen die freiwillige Markträumung und sie setzt über ihre Preiselastizität Preise, die zur Refinanzierung von Kraftwerken über den Spot- und den Terminmarkt beitragen.
 - Die explizite Lastflexibilität im Verhältnis zur Spitzenlast beträgt in UK im Jahr 2035 beispielsweise 16,7 %. In Schweden liegt der entsprechende Wert bei 31 %. In Deutschland hingegen bei lediglich 1,9 %. Daher ist die freiwillige Markträumung ebenso wie die Refinanzierung von Kraftwerken in Deutschland deutlich erschwert.

- Das gilt umso mehr, weil diese Flexibilität nur zwei Mal im Jahr genutzt werden kann. In den Niederlanden kann die explizite Lastflexibilität hingegen 23 bis 24 Mal genutzt werden.
- Eine nachfrageseitige Merit-Order sollte die Bandbreite realer Zahlungsbereitschaften widerspiegeln, damit sich ein Gleichgewicht zwischen Lastflexibilität und Investitionen in Kraftwerke einstellen kann. Die Default-Werte haben sechs Preisstufen in ihrer nachfrageseitigen Merit-Order. Die Niederlande haben zehn Preisstufen. In Deutschland gibt es hingegen lediglich einen Preis, den die explizite Lastflexibilität zwei Mal im Jahr über den Grenzkosten von Gaskraftwerken setzen kann. Mit dieser Kombination von Annahmen ist das marktwirtschaftliche Feedbacksystem der Preiselastizität im Modell faktisch ausgeschaltet. Anstelle freiwilliger Lastflexibilität ist das Modell in Kombination mit den restriktiven Investitionsbedingungen für Gaskraftwerke gezwungen, Last abzuwerfen und dadurch den LOLE-Wert zu erhöhen. Das geschieht jedoch nicht auf Basis realer Wechselwirkungen im Markt, sondern lediglich auf den einseitig gesetzten Modellannahmen.
- **IMPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Die implizite Lastflexibilität besteht im Modell aus Heimspeichern, Elektroautos und Wärmepumpen. Die dezentrale Verbrauchsflexibilität geht mit der zunehmenden Elektrifizierung einher und ist daher für die Kosteneffizienz und Sicherheit des zukünftigen Stromsystems entscheidend.
 - Heimspeicher sind im Modell im Jahr 2028 zu lediglich 3 % preissensitiv. Der Anteil steigt bis zum Jahr 2035 auf 24 %. Das bedeutet, dass im Jahr 2028 22 GW und im Jahr 2035 36,3 GW Heimspeicher nicht für die freiwillige Markträumung verfügbar sind. Das ist ein starker Hinweis darauf, dass sich Versorgungssicherheit kosteneffizient durch Marktreformen herbeiführen lässt, anstatt durch tiefe Markteingriffe in Form von Kapazitätzahlungen. Beispielsweise lassen sich durch die Absicherungspflicht dezentrale Flexibilitätspotenziale zur Absicherung und Bewirtschaftung der Stromversorgung nutzen.
 - Das Beladen von Elektroautos folgt einer ähnlichen Logik. Im Modell sind im Jahr 2028 lediglich 19 % der Elektroautos preissensitiv. Der Anteil steigt auf 31 % im Jahr 2035. Das bedeutet jedoch, dass 13 GW im Jahr 2025 und 50 GW im Jahr 2035 nicht auf die Preise reagieren, obwohl in einigen Situationen die Preise so hoch sind, dass Netzbetreiber gezwungen sind, Last abzuwerfen. In der

Realität dürfte es aufgrund der Heterogenität der Verbraucher eine nachfrageseitige Merit-Order mit sehr feiner Granularität geben, was bedeutet, dass diese Verbraucher bei steigenden Preisen ihre Nachfrage graduell reduzieren. Beispielsweise zeigt eine Analyse von Neon (2026), dass sich bei einer Steigerung des Preises um lediglich 200 EUR/MWh die Anzahl der Ladevorgänge um 30 % reduziert.

- Bei Wärmepumpen zeigt sich ein ähnliches Bild. Im Jahr 2028 sind im Modell lediglich 3 % der Wärmepumpen in Deutschland preissensitiv. Der entsprechende Wert für die Schweiz liegt bei 61 % und für Finnland bei 22 %. Bis 2035 steigt der Wert für Deutschland lediglich auf 24 %. Mit Marktreformen, wie einer effektiven Absicherungspflicht ließe sich der Anteil deutlich steigern, wodurch eine freiwillige Markträumung ermöglicht würde.
- **ÖKONOMISCHE LOGIKLÜCKE:** Die implizite Lastflexibilität im Modell wird lediglich als preissensitiv beschrieben. Das bedeutet, dass die Nachfrage nur innerhalb eines kurzen Zeitfensters verschoben werden kann. In der Realität findet jedoch in der Regel auch ein freiwilliger Lastverzicht statt, wenn man sich entscheidet, das Elektroauto einen Tag später zu laden, oder einen Raum etwas weniger zu beheizen. Im TEMPO-Tarif von EDF (2026) sinkt die Nachfrage an hochpreisigen Tagen beispielsweise um 23 %. Durch eine echte Preiselastizität werden Zahlungsbereitschaften im Spot- und Terminmarkt sichtbar, die zu einer Refinanzierung von Kraftwerken beitragen können. Eine Marktreform, wie die Absicherungspflicht, die preiselastischen Verbrauchern ermöglicht, ihre Zahlungsbereitschaft durch explizite Vertragsbedingungen und Verhaltensanpassungen auszudrücken, kann daher die Funktionsfähigkeit des Strommarktes ursächlich stärken. Kapazitätsfördermechanismen führen im Gegensatz eher dazu, dass bestehende Marktunvollkommenheiten verstärkt werden.

Die Vielzahl methodischer und annahmengetriebener Verzerrungen in der Modellierung der Versorgungssicherheit offenbart, dass die Methodik ungeeignet ist, um reale Marktzusammenhänge darzustellen. Zentrale Planung ist anfällig für Überkapazitäten und technologische Verzerrungen u. a. aufgrund politökonomischer Fehlanreize (z. B. Rent-Seeking und Regulatory Capture). Mithilfe von Marktreformen in Form einer effektiven Absicherungspflicht können Marktakteure verursachergerecht die Mengen- und Technologieentscheidungen treffen und somit marktbasiert ein sicheres, kosteneffizientes und innovationsoffenes Stromsystem ermöglichen.

Kosteneffizienz kombinierter Maßnahmen

Mitgliedstaaten müssen nach Randnummer 335 KUEBLL bei Einführung mehrerer Maßnahmen „klar darlegen, wie diese Maßnahmen im Hinblick auf die Gewährleistung der Kosteneffizienz der kombinierten Maßnahmen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit insgesamt zusammenwirken, z. B. müssen sie bei Kapazitätsmechanismen erläutern, wie diese den [...] Zuverlässigkeitsstandard erreichen (aber nicht darüber hinausgehen).“

- Die Kraftwerksstrategie und der umfassende Kapazitätsfördermechanismus werden im Hintergrundpapier zwar als Gesamtstrategie beschrieben. Durch die Entstehungsgeschichte, die gestaffelten Ausschreibungen und den deutlichen Unterschied in der Detailtiefe der Ausgestaltungen zwischen KWS und umfassendem Kapazitätsfördermechanismus wird jedoch deutlich, dass es sich um zwei unterschiedliche Maßnahmen handelt.
- Das wird auch dadurch deutlich, dass die für 2026 geplante KWS-Ausschreibung entgegen den Vorgaben für umfassende Kapazitätsfördermechanismen nur einen verhältnismäßig kleinen Teil des Marktes abdeckt. Nach Anforderung 10 des CISAF-Zielmodells muss die Ausschreibung 75 – 90 % des für das Lieferfenster veranschlagten Nachfrageziels umfassen.
- Darüber hinaus wird beim Langfristkriterium, beim Südbonus, beim Ausschluss nachfrageseitiger Flexibilität und beim Ausschluss von Geboten aus dem Ausland darauf verwiesen, dass für die Ausschreibungen des umfassenden Kapazitätsfördermechanismus andere Regeln gelten, die sich stärker an den beihilferechtlichen Vorgaben orientieren. Vor dem Hintergrund stellen die KWS und der umfassende Kapazitätsfördermechanismus zweifelsohne zwei unterschiedliche Maßnahmen dar.

Mit Blick auf die Anforderungen aus Randnummer 335 KUEBLL ist unklar, wie ein Nachweis für die Kosteneffizienz und die Wirkung auf das Zuverlässigkeitskriterium erbracht werden kann. Insbesondere mit Blick auf die für 2026 geplante KWS-Ausschreibung kann Kosteneffizienz aufgrund der zusätzlichen technologischen Anforderungen, dem Ausschluss von nachfrageseitiger Flexibilität und Geboten aus dem Ausland nicht gewährleistet werden.

Identifikation und Behebung regulatorischer Mängel

Nach Randnummer 336 KUEBLL muss ermittelt werden, „welche regulatorischen Mängel, Fälle von Marktversagen oder sonstigen Probleme ohne ein Eingreifen des Staates einer hinreichenden Sicherheit der Stromversorgung (und gegebenenfalls des Umweltschutzes) entgegenstehen würden.“ Zudem muss nach Randnummer 337 KUEBLL angegeben werden, „welche Maßnahmen gegebenenfalls bereits eingeführt wurden, um die unter Randnummer 336 festgestellten Fälle von Marktversagen, regulatorischen Mängel oder sonstigen Probleme anzugehen.“ Schließlich müssen Mitgliedsstaaten nach Randnummer 338 „unter Berücksichtigung der von dem jeweiligen Mitgliedstaat geplanten Marktformen und Verbesserungen sowie der Technologieentwicklungen aufzeigen, weshalb nicht davon auszugehen ist, dass der Markt die Stromversorgungssicherheit ohne staatliche Beihilfen gewährleisten kann.“

Im Non-Paper¹³ wird mit Blick auf Art. 21.5 der Verordnung darauf verwiesen, dass der Reformplan für die Kapazitätsreserve vom Januar 2022 genutzt wird. Das halten wir nicht für angemessen, da sich nicht zuletzt durch die Energiekrise im Jahr 2022 und die Diskussion um alternative Marktformen eine vollkommen andere Ausgangssituation ergibt. In Connect (2024) haben wir eine Reihe von Marktunvollkommenheit und Unsicherheiten diskutiert, die derzeit die reibungslose Funktionsweise des Strommarktes einschränken. Im Folgenden besprechen wir eine Auswahl der relevantesten Aspekte:

- Das Signalisieren einer Offenheit für Kapazitätzahlungen im Koalitionsvertrag 2021 führt unmittelbar zu einer Investitionszurückhaltung. Kein Unternehmen ist in der Lage eine Investitionsentscheidung zu treffen, wenn politisch ein Anreiz gesetzt wird, auf Subventionen zu warten.
- In der Energiekrise 2022 hat sich eine Risikoexternalität offenbart, indem Lieferanten, die sich nicht am Terminmarkt abgesichert haben, Insolvenz angemeldet haben. Diese Externalität führt zu einem unvollständigen Preissignal am Terminmarkt. Art. 18a der Strombinnenmarkttrichtlinie fordern die Einführung einer Hedging-Obligation zum Schutz der Verbraucher.
- Die Elektrifizierung führt zu einem signifikanten Zuwachs dezentraler Verbrauchstechnologien, deren Steuerungs- bzw. Flexibilisierungspotenzial in Vertriebsportfolien organisiert werden muss, um unverhältnismäßig hohe Lastspitzen zu vermeiden bzw. sie effizient zu bewirtschaften.

¹³ Auch wenn der Status des Non-Papers unklar ist, besteht aufgrund der geringen Transparenz keine andere Möglichkeit an die relevanten Informationen zu gelangen.

- Ein Mangel an lokalen Preissignalen führt zu Unsicherheiten über die Gebotszone, wodurch Investitionen erschwert werden. Da die Aufteilung der Gebotszone politisch ausgeschlossen wurde, haben wir dynamische Netzentgelte vorgeschlagen, um lokale Anreize zu setzen.

Eine umfängliche Analyse der Marktbedingungen und entsprechender Lösungsmöglichkeiten wurde unseres Erachtens vor der Festlegung auf die KWS und einen zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismus nicht durchgeführt. Zumindest ist der Umsetzungsplan von Januar 2022 keine angemessene Grundlage. In Connect (2024) haben wir mit Blick auf die genannten Herausforderungen die Einführung einer effektiven Absicherungspflicht vorgeschlagen, deren Ausgestaltung wir in Connet (2025) beschrieben haben.

Vor dem Hintergrund der bestehenden Marktunvollkommenheiten und der in Abschnitt 5.2.5 aufgezeigten Flexibilitätspotenziale wird deutlich, dass zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen nicht der passende Weg sind, um die Herausforderungen auf effiziente Weise zu adressieren. Stattdessen ermöglichen zielgerichtete Marktformen, die effektive und effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen. Wenn die innovativen Möglichkeiten der Batteriespeicher, der expliziten und der impliziten Lastflexibilität (u. a. Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen) genutzt werden, um eine freiwillige Markträumung anzureizen, dann können die resultierenden Preissignale am Spot- und Terminmarkt die benötigten Kraftwerke verursachergerecht finanzieren. Eine effektive Absicherungspflicht schafft den Marktrahmen, um die Präferenzen und Anreize für Anbieter von Absicherungsprodukten und Lieferanten bzw. Verbrauchern zusammenzuführen, wodurch tiefe Markteingriffe durch umfassende Kapazitätsfördermechanismen überflüssig werden.

Technologieoffenheit und Vermeidung weiterer Marktverzerrungen

Entsprechend Randnummer 339a KUEBLL prüft die Kommission bei der vorgeschlagenen Maßnahme die Auswirkungen der Teilnahme von Nachfragesteuerung und Speicherung bzw. die Beschreibung von Maßnahmen zur Förderung der Nachfragesteuerung. Darüber hinaus wird nach Randnummer 339d KUEBLL geprüft, welche weiteren Aspekte zu Problemen mit der Stromversorgungssicherheit führen oder diese noch verstärken können. Als Beispiele wird eine Plafonierung der Stromgroßhandelspreise oder andere regulatorische Mängel oder Fälle von Marktversagen genannt. In Art. 19g der Verordnung wird den Kapazitätsfördermechanismen sogar eine Förderregelung für nichtfossile Flexibilität auf gleicher Regelungsebene entgegengestellt. Dadurch wird der Wert von Flexibilitätsoptionen unterstrichen.

- In der geplanten KWS-Ausschreibung ist entsprechend des Hintergrundpapiers nachfrageseitige Flexibilität explizit von der Teilnahme ausgeschlossen.
- Ergänzend zu der in Kapazitätsfördermechanismen üblichen Festlegung von Deratingfaktoren, nennt das Eckpunktepapier ein Langfriskriterium. In der Begründung wird explizit darauf verwiesen, dass „insbesondere Gaskraftwerke zum Zuge kommen können“ (BMWE, 2026b). Das Handelsblatt (2026) berichtete, dass RWE nach Aufforderung durch das BMWE ein Positionspapier eingereicht hat. In diesem Papier wird ein doppeltes 10-Stunden-Kriterium vorgeschlagen, das zur Folge hätte, dass Batteriespeicher nicht erfolgreich an der Auktion teilnehmen können. Nach diesem Kriterium müssten die Technologien im Anschluss an eine zehnstündige Lieferdauer nach zwei Stunden Pause erneut in der Lage sein, weitere zehn Stunden Strom zu liefern. Der Spiegel (2026) berichtet von einem vergleichbaren Papier von EnBW, in dem u. a. ein Bonus für Kapazitäten vorgeschlagen wird, die länger als zehn Stunden Strom liefern können. Das Non-Paper spricht im Kontext des Langfriskriteriums von zusätzlichen qualitativen Kriterien.
- Der BDEW (2026) verweist mit Blick auf die Wechselwirkung mit KWK-Anlagen darauf, dass die höhere Verfügbarkeit steuerbarer Kapazitäten durch den umfassenden Kapazitätsfördermechanismus zu niedrigeren Strommarkterlösen führt. Das gleiche gilt auch für die Markterlöse von erneuerbaren Energien (Marktwerte), wodurch der Finanzierungsbedarf und ggf. die Belastung für den Bundeshaushalt ansteigt. Umfassende Kapazitätsfördermechanismen bewirken eine Plafonierung der Stromgroßhandelspreise, indem sie zusätzliche steuerbare Kapazität auf Basis administrativer Nachfrageprognosen (siehe Abschnitt 5.2.1) herbeiführt. Dadurch sinkt die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern und flexiblen Verbrauchstechnologien. Anstatt die Ursachen von Marktunvollkommenheiten abzuschwächen oder sogar zu beseitigen, werden sie von umfassenden Kapazitätsfördermechanismen verstärkt.

Zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen führen grundsätzlich zu einer Marktverzerrung und einer Plafonierung von Marktpreisen, wodurch sie Marktunvollkommenheiten langfristig erhalten. Darüber hinaus soll nachfrageseitige Flexibilität explizit von den KWS-Ausschreibungen ausgeschlossen werden und Speicher sollen durch zusätzliche Anforderungen von einer erfolgreichen Teilnahme ausgeschlossen werden.

6.2 GEEIGNETHEIT

Entsprechend Randnummer 341 KUEBLL sollten Mitgliedsstaaten „vorrangig andere Ansätze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit prüfen, insbesondere Möglichkeiten zur effizienteren Gestaltung des Strommarkts, durch die Fälle von Marktversagen, die die Stromversorgungssicherheit untergraben, abgemildert werden können.“ Als Beispiele werden u. a. die Schaffung von Anreizen und Integration von Laststeuerung und Speicherung und die Ermöglichung effizienter Preissignale genannt.

- Die effektive Absicherungspflicht stärkt Anreize für Laststeuerung und Speicherung, indem die verfügbaren Ressourcen zur Absicherung und Optimierung der Stromversorgung genutzt werden. Flexible Verbraucher können auf diesem Wege ihre Zahlungsbereitschaft ausdrücken, wodurch die Preise am Spot- und am Terminmarkt und damit marktbasierende Investitionsanreize gestärkt werden.
- Die Strombinnenmarktrichtlinie schreibt die Einführung einer Hedging-Obligation in Art. 18a vor, woraus abzuleiten ist, dass der Ansatz einer Absicherung als geeignet anerkannt wird. Indem auf bestehenden REMIT-Prozessen aufgebaut wird, können Marktanreize in Kombination mit der Markttransparenz gestärkt werden, um Missbrauch zu verhindern.
- Eine ergänzende Kapazitätsreserve ist entsprechend Art. 21 Abs. 3 der Verordnung vorzugswürdig und kann bei Bedarf die Lernphase der Absicherungspflicht absichern.
- Zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen verzerren den Markt durch Überbeschaffung, langfristige technologische und fossile Lock-ins, kostenintensiven Pfadabhängigkeiten und Verdrängung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Laststeuerung und Speichern.
- Die technologiespezifischen Deratingfaktoren bestimmen den Wert der Technologien im Kapazitätsfördermechanismus. Sie basieren aber auf den Modellannahmen, die üblicherweise fünf bis sechs Jahre vor der Lieferperiode festgelegt werden müssen. Mit Blick auf den technologischen Fortschritt bei Batteriespeichern und den Möglichkeiten der Digitalisierung gehen derartige technologische Festlegungen mit signifikanten Kostenrisiken einher.
- Wie bereits beschrieben, plafonieren zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen zudem das Preissignal und verstärken dadurch bestehende Marktunvollkommenheiten. Im Gegensatz dazu beseitigt die effektive Absicherungspflicht ursächlich die bestehenden Marktunvollkommenheiten, indem flexible Verbraucher und die

Bandbreite von Heim-, Gewerbe- und Großspeichern für die Absicherung und Optimierung der Stromversorgung genutzt werden.

Unabhängig vom Nachweis der Erforderlichkeit durch nicht belastbare Zuverlässigkeitsstandards und annahmgetriebene Modellierungsansätze sind zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen nicht geeignet, weil die effektive Absicherungspflicht nicht nur eine mildere Maßnahme, sondern auch eine zielgenauere Maßnahme darstellt. Sie adressiert Marktunvollkommenheiten ursächlich und ist ein milderer Eingriff zur Stärkung des Marktes. Dies wird u. a. durch die Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages (2025) deutlich, wonach voraussichtlich keine beihilferechtliche Genehmigung für ihre Einführung erforderlich ist. Durch die effektive Absicherungspflicht können effiziente Marktsignale gestärkt und tiefe Markteingriffe vermieden werden.

6.3 BEIHILFEFÄHIGKEIT

Die Beihilfefähigkeit ist an eine Reihe von Anforderungen an die Ausgestaltung von Kapazitätsfördermechanismen gebunden. Die Absicherungspflicht erfüllt als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus die Beihilfefähigkeit treffender als die diskutierten Kapazitätsfördermechanismen, obwohl sie nach Einschätzung des wissenschaftlichen Dienstes des Bundestags (2024) keine Genehmigung erfordert.

Technologieoffenheit

Entsprechend Randnummer 343 KUEBILL sollte die Beihilfemaßnahme „allen Empfängern bzw. Vorhaben offenstehen, die technisch in der Lage sind, einen wirksamen Beitrag zur Erreichung des Ziels der Versorgungssicherheit zu leisten. Dies schließt die Bereiche Erzeugung, Speicherung und Laststeuerung sowie die Zusammenführung kleiner Einheiten dieser Kapazitätsformen zu größeren Blöcken ein.“

- Im Hintergrundpapier des BMW (2026b) wird die Laststeuerung in der KWS-Auktion explizit ausgeschlossen.
- Ein Langfristkriterium, voraussichtlich in Form einer zehnstündigen Lieferfähigkeit, wird als zusätzliches Kriterium angeführt, damit „insbesondere auch Gaskraftwerke zum Zuge kommen können“ (BMW, 2026b, S. 2). Wenn das BMW dem Vorschlag des RWE-Positionspapiers (Handelsblatt, 2026) folgt, dann müssten die geförderten Technologien in der Lage sein, nach einer zweistündigen Pause erneut eine zehnstündige Stromlieferung zu erbringen. Entsprechend des EnBW-

Papiers (Spiegel, 2026) könnte auch ein Bonus für Kapazitäten mit längeren Erzeugungszeiten gezahlt werden. Das Ziel dieser Anforderungen ist es, Batteriespeichern eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung zu verwehren. Das Non-Paper spricht darüber hinaus von zusätzlichen qualitativen Kriterien.

- Kleine dezentrale Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen, ebenso wie eine Vielzahl heterogener Ansätze für die gewerbliche und industrielle Lastflexibilität können in Auktionen mit deutlichen Abständen zur Lieferperiode nur schwer zu Kapazitätsprodukten mit einjährigen Lieferverpflichtungen aggregiert werden. Diese Flexibilitätsoptionen können jedoch problemlos zur Absicherung und Optimierung der Stromversorgung im Rahmen der Absicherungspflicht genutzt werden.

Zweifelsohne sind Laststeuerung und Speicher dazu in der Lage, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Ansonsten wäre ihre Teilnahme an den Auktionen des umfassenden Kapazitätsfördermechanismus ebenfalls ausgeschlossen. Im Hintergrundpapier des BMW (2026b) wird ihre Teilnahmemöglichkeit für diese Maßnahme jedoch explizit erwähnt. Der explizite und implizite Ausschluss von den KWS-Auktionen steht daher im Widerspruch zum Kriterium der Beihilfefähigkeit.

Beitrag zum Umweltschutz

Nach Randnummer 344 KUEBLL sind „Beschränkungen der Beteiligung an bzw. Einbindung in Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Maßnahmen nicht dem Umweltschutz zuwiderlaufen, werden als geeignet erachtet.“ Zusätzlich beschreibt Randnummer 345 KUEBLL, dass die Kommission es begrüßt, „wenn die Mitgliedstaaten zusätzliche Kriterien oder Merkmale in ihre Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aufnehmen, um die Einbindung umweltfreundlicherer Technologien zu fördern (bzw. die Einbindung umweltschädlicher Technologien zu verringern), die für die Verwirklichung der Umweltschutzziele der Union erforderlich sind.“

- Bei den KWS-Ausschreibungen ist das Gegenteil der Fall. Lastflexibilität und Speicher, die dazu in der Lage sind, mehr erneuerbare Energien in den Strommarkt zu integrieren, werden explizit bzw. implizit ausgeschlossen.
- Die höhere Verfügbarkeit steuerbarer Kapazitäten, die durch die KWS und den umfassenden Kapazitätsfördermechanismus in den Markt kommen, führen dazu, dass die Strommarkterlöse für andere Technologien sinken. Die niedrigeren Markterlöse für Laststeuerung und

Speicher reduzieren ihre Wirtschaftlichkeit und dadurch voraussichtlich ihre Verfügbarkeit im Markt. In Folge sinkt der Marktwert erneuerbarer Energien, da sie sich schlechter in den Markt integrieren lassen. Die höheren Förderkosten werden u. a. im Bundeshaushalt sichtbar, wodurch längerfristig mehr politischer bzw. gesellschaftlicher Widerstand gegen die Förderung erneuerbarer Energien zu erwarten ist. Die systemischen Effekte durch die Steigerung steuerbarer Kapazität findet jedoch in politischen Diskussionen üblicherweise keine Berücksichtigung, weswegen von einer langfristigen systemischen Benachteiligung erneuerbarer Energien ausgegangen werden muss, die den Umwelt- und Klimazielen der EU entgegenwirken.

Grenzüberschreitende Beteiligung

Randnummer 346 KUEBLL fordert, dass „Soweit technisch machbar, müssen die Maßnahmen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit offen für die direkte grenzüberschreitende Beteiligung von in einem anderen Mitgliedstaat ansässigen Kapazitätsanbietern sein.“

Im Hintergrundpapier des BMW (2026b) wird betont, dass sich die Teilnahme in den KWS-Ausschreibungen auf inländische Kapazitäten beschränkt. Die Einschränkung auf inländische Kapazitäten steht im Widerspruch zu den Anforderungen der Beihilfefähigkeit. Für die Absicherungspflicht können hingegen die üblichen Absicherungsverträge genutzt werden, die im Binnenmarkt verfügbar sind.

6.4 ÖFFENTLICHE KONSULTATION

Entsprechend Randnummer 348 KUEBLL muss vor der Anmeldung von Beihilfen eine „öffentliche Konsultationen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der nach diesem Abschnitt anzumeldenden Maßnahmen auf den Wettbewerb durchführen.“ Diese Konsultation muss mindestens sechs Wochen laufen, wenn der geschätzte durchschnittliche Beihilfebetrug 100 Mio. EUR pro Jahr oder mehr beträgt. Randnummer 349 ergänzt, dass „bei Maßnahmen nach Randnummer 348 Buchstabe b (unter 100 Mio. EUR) [...] keine öffentliche Konsultation erforderlich [ist], sofern eine Ausschreibung durchgeführt wird und im Rahmen der Maßnahme keine Investitionen in die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen gefördert werden.“

In der Pressemitteilung und im Hintergrundpapier des BMW (2026a, 2026b) werden keine Aussagen zur öffentlichen Konsultation gemacht. Im Non-Paper wird jedoch beschrieben, dass die Konsultation der Kraftwerksstrategie durch

die letzte Bunderegierung als ausreichend angesehen wird. Es ist unklar, welchen Status dieses Non-Paper hat. Sollte tatsächlich auf eine öffentliche Konsultation verzichtet werden, steht das unseres Erachtens im Widerspruch zu den Anforderungen des Beihilferechts.

- Die frühere Konsultation bezog sich auf eine vollkommen anders geartete Kraftwerksstrategie. Sie bezog sich primär auf die Dekarbonisierung des Stromsystems unter KUEBLL Artikel 4.1. Sie diente vor allem zur Organisation des Wasserstoffhochlaufs und hatte lediglich ein kleines Segment für Gaskraftwerke, mit verpflichteten Umstiegszeitpunkten auf Wasserstoff.
- Die aktuelle KWS hat aufgrund des expliziten Ausschlusses der Nachfrageflexibilität und des impliziten Ausschlusses von Batteriespeichern hingegen einen Fokus auf Kraftwerke, die auf absehbare Zeit Erdgas für die Stromerzeugung nutzen werden. Das hat langfristige Auswirkungen auf den Klima- und Umweltschutz.
- Die letzte Konsultation hatte im Gegensatz zur vorliegenden Maßnahme keine automatische und enge Verknüpfung zu einem umfassenden Kapazitätsfördermechanismus. Die kostenintensive Pfadabhängigkeit der Maßnahme erfordert daher eine erneute Konsultation.
- Um dem erodierenden Vertrauen in europäische und nationale Institutionen Einhalt zu gebieten, ist die Beteiligung der Öffentlichkeit von überragendem Interesse. Das gilt für die KWS und zusätzlich für den zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus. Die Kombination einer fünfjährigen Vorlaufzeit und einer 15-jährigen Vergütungsperiode für Neuinvestitionen bedeutet eine 20-jährige technologische Pfadabhängigkeit mit entsprechend langfristigen Kostenwirkungen. Die langfristige Festlegung für Gaskraftwerke hat zudem andere Implikationen für den Klima- und Umweltschutz als eine Organisation des Markthochlaufs für Wasserstoff.
- Wenn ein derart tiefgreifender Markteingriff und somit eine Abkehr liberalisierter Strommärkte durch zentrale Planungsansätze – inklusive der Auswirkungen für den Klima- und Umweltschutz und der Zusatzkosten für Privatverbraucher und die Wirtschaft – nicht transparent und offen in einem gesellschaftlichen Diskurs erfolgt, droht die Akzeptanz und das Vertrauen der Gesellschaft und der Wirtschaft in politische Entscheidungsträger und Institutionen zu schwinden.

Die Abkehr von einer Dekarbonisierungsmaßnahme nach KUEBLL 4.1 hin zu einer Förderung fossiler Kraftwerke nach KUEBLL 4.8 ist eine bedeutende Veränderung gegenüber der vorherigen KWS. Zudem entspricht die Verknüpfung mit einem zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus einer

langfristigen Pfadabhängigkeit und einem verstetigten tiefgreifendem Markteingriff mit signifikanten Folgekosten für die Gesellschaft und die Wirtschaft. Ohne einen gesellschaftlichen Diskurs in Form einer öffentlichen Konsultation droht das institutionelle Vertrauen zu erodieren.

6.5 ANGEMESSENHEIT

Die Kriterien der Angemessenheit adressieren sowohl den Nachweis des Bedarfs als auch die Anreize durch die Ausgestaltung der Kostenverteilung.

Nachweis des Bedarfs

Nach Randnummer 353 KUEBLL sollte der Bedarf an Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit „anhand des Zuverlässigkeitsstandards [...] und auf der Grundlage einer [...] Analyse der Ressourcen ermittelt werden, die erforderlich sind, um ein angemessenes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.“

In Abschnitt 5.1 haben wir aufgezeigt, dass die VOLL- und CONE-Werte als Grundlagen für die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards signifikanten Unsicherheiten unterliegen.

- **VOLL:** Der VOLL für die Niederlande liegt um den Faktor 9,75 über dem VOLL für Schweden. Diese Diskrepanz ist nicht belastbar erklärbar. Mit Blick auf die Heterogenität der Nachfrage eignet sich ein Durchschnittswert nicht für die Ermittlung der Zahlungsbereitschaft, wenn mit der Absicherungspflicht eine alternative marktbasierende Möglichkeit besteht, reale Zahlungsbereitschaften in feiner Granularität für den Spot- und Terminmarkt zu nutzen.
- **CONE:** Für die Berechnung des CONE liegen die Kosten für offene Gasturbinen in Polen um den Faktor 2,1 über den Kosten für offene Gasturbinen in Deutschland. Wenn stattdessen die Fortschritte der Digitalisierung und Flexibilisierung ausreichen würden, um die Versorgungslücke mit industrieller Lastflexibilität zu decken, dann wäre der Faktor im Vergleich zu polnischen Gasturbinen 57,6. In einem dynamischen Marktumfeld mit signifikanten technologischen Fortschritten bei der Digitalisierung und bei Batteriespeichern, ist die Festlegung eines einzelnen CONE-Wertes nicht belastbar möglich. Beispielsweise liegt die Kostenannahme des ERAA 2025 für 4h-Speicher für das Jahr 2028 um den Faktor 2,3 über den entsprechenden realen Kosten im Jahr 2025.

Die Unsicherheiten über die VOLL- und CONE-Annahmen spiegeln das signifikante Kostenrisiko zentral geplanter Prozesse wider. Mithilfe einer marktwirtschaftlichen Absicherungspflicht identifizieren Marktteilnehmer hingegen auf Basis der realen Zahlungsbereitschaften die für ihre Bedürfnisse passenden Technologien zur Absicherung der Stromversorgung.

Wir haben in Abschnitt 5.2 ebenfalls aufgezeigt, dass die methodische Vorgehensweise und die Festlegung der Inputannahmen im ERAA und im Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA sich nicht für belastbare Analysen über den Zustand der Versorgungssicherheit oder Kosten-Nutzen-Analysen eignen. In Abschnitt 6.1 haben wir bei der Diskussion zur Erforderlichkeit bereits eine Auswahl signifikanter Verzerrungen durch die methodischen Festlegungen und die Selektion der Inputannahmen diskutiert.

- **PREISOBERGRENZEN:** Die Festlegung von expliziten Preisobergrenzen für den Spotmarkt widerspricht Art. 10 der Verordnung.
- **HURDLE-RATE-AUFSCHLÄGE:** Die Aufschläge für Gaskraftwerke spiegeln nicht die Heterogenität der Investorenlandschaft wider.
- **EINNAHMEN-CAPS:** Die Vernachlässigung von Preisspitzen widerspricht der Rolle von Spitzenlasttechnologien als Realoptionen und als Absicherung von Portfolios.
- **TERMINMARKT:** Die Analyse betont alle Risiken, die mit Investitionen in Gaskraftwerke einhergehen. Indem die Rolle von Terminmärkten ignoriert wird, vernachlässigt die Analyse jedoch die im realen Markt genutzten Werkzeuge, um diese Risiken zu bewirtschaften, inklusive der Risikoprämie am Terminmarkt.

Mit Blick auf die Inputannahmen offenbart sich, dass zentral geplante Prozesse nicht geeignet sind, um die Marktdynamik in angemessenem Maße zu erfassen. Das Strommarktmodell ist aufgrund der verzerrenden Annahmen gezwungen Last abzuwerfen, weil reale Wechselwirkungen und Marktentwicklungen vernachlässigt werden.

- **BATTERIESPEICHER:** Die Kostenannahme für 4h-Batteriespeicher im Jahr 2028 übersteigt die realen Kosten im Jahr 2025 um den Faktor 2,3. Für das Jahr 2035 steigt die Differenz der ERAA-Annahmen gegenüber aktuellen BNEF-Schätzungen auf den Faktor 2,9 an.
- **EXPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Im Verhältnis zur Spitzenlast hat UK im Jahr 2035 ein Potenzial für explizite Lastflexibilität von 16,7 %. Der Wert für Schweden beträgt 31 %. Für Deutschland beträgt das Potenzial hingegen 1,9 %. Diese Diskrepanz lässt sich objektiv nicht stichhaltig begründen.

- **KOSTENSTRUKTUR EXPLIZITER LASTFLEXIBILITÄT:** Die Heterogenität der Zahlungsbereitschaft flexibler Verbraucher führt in der Realität zu einer nachfrageseitigen Merit-Order. Die ERAA-Defaultwerte haben sechs Stufen. Die Niederlande haben zehn Stufen. In Deutschland gibt es oberhalb der variablen Einsatzkosten für Gaskraftwerke nur eine Stufe.
- **EINSATZMÖGLICHKEIT EXPLIZITER LASTFLEXIBILITÄT:** Die explizite Lastflexibilität kann in Deutschland nur zwei Mal im Jahr genutzt werden. In Kombination mit dem Umfang und der Preisstruktur kann sie keine angemessene Rolle bei der freiwilligen Markträumung und Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten spielen. In den Niederlanden kann explizite Lastflexibilität hingegen 23- bis 24-mal eingesetzt werden.
- **IMPLIZITE LASTFLEXIBILITÄT:** Die implizite Lastflexibilität (Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen) reagiert im ERAA-Modell lediglich preissensitiv. Das bedeutet, dass ihre Nachfrage nur innerhalb kurzer Zeitfenster verschoben werden kann. In der Realität drückt sich die Zahlungsbereitschaft ebenfalls durch Lastverzicht auf Basis realer Zahlungsbereitschaften aus. Dadurch wird eine freiwillige Markträumung ermöglicht und die Preissignale am Spot- und Terminmarkt können zur Refinanzierung von Erzeugungsanlagen beitragen.
 - **HEIMSPEICHER:** Im ERAA-Modell können im Jahr 2028 lediglich 3 % und im Jahr 2035 lediglich 24 % der Heimspeicherkapazität auf Preise reagieren. Das bedeutet, dass 22 GW im Jahr 2028 und 36,3 GW im Jahr 2035 sich nicht am Marktpreis orientieren, obwohl Nachfrage im signifikanten Umfang abgeworfen wird, was mit hohen Preisspitzen einhergeht.
 - **ELEKTROAUTOS:** Im ERAA-Modell reagieren lediglich 19 % der Ladevorgänge im Jahr 2028 und 31 % der Ladevorgänge im Jahr 2035 auf Strompreise. Im Jahr 2028 reagieren 13 GW und im Jahr 2035 reagieren 50 GW nicht auf Strompreise, obwohl Last abgeworfen wird, was auf enorme Preisspitzen hindeutet.
 - **WÄRMEPUMPEN:** Im ERAA-Modell reagieren im Jahr 2028 in Deutschland lediglich 3 % der Wärmepumpen auf Strompreise und im Jahr 2035 lediglich 24 %. Die entsprechenden Werte für die Schweiz liegen bei 62 % im Jahr 2028 und 73 % im Jahr 2035. Da im Modell im Durchschnitt jedes Jahr Last abgeworfen wird – was mit sehr hohen Preisspitzen einhergeht – wäre in der Realität davon auszugehen, dass sich im Laufe der Zeit mehr Verbraucher flexibel verhalten.

Ein kritischer Blick auf die Berechnung des Zuverlässigkeitsstandards und der Kosten-Nutzen-Analyse in Form einer Strommarktmodellierung offenbart, dass die Ansätze nicht geeignet sind, um tiefe Markteingriffe mit langfristigen und kostenintensiven Pfadabhängigkeiten zu rechtfertigen. Mit der effektiven Absicherungspflicht ist nicht nur ein milderes Mittel verfügbar, sondern auch ein zielgerichteteres Mittel, da die ursächlichen Marktunvollkommenheiten adressiert werden, anstatt zusätzliche Verzerrungen auf Basis administrativ geplanter Markteingriffe herbeizuführen.

Wirksame Anreize

Entsprechend Randnummer 356 KUEBLL sollten die Begünstigten von Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit „wirksame Anreize haben, während des Lieferzeitraums zur Versorgungssicherheit beizutragen. Diese Anreize sollten in der Regel mit dem Wert der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (VOLL) in Zusammenhang stehen. Wenn beispielsweise ein Beihilfeempfänger nicht zur Verfügung steht, sollte er mit einer Sanktion belegt werden, die mit dem VOLL in Zusammenhang steht. In anderen Fällen als bei Netzengpassmaßnahmen sollte diese Sanktion in der Regel die Preise für die Abrechnung strombezogener Bilanzkreisabweichungen widerspiegeln, um Verzerrungen auf dem Markt zu vermeiden.“

- Üblicherweise wird in umfassenden Kapazitätsfördermechanismen bei Nichterfüllung der Lieferverpflichtung lediglich ein Teil der Kapazitätsvergütung einbehalten. Als zweiter Mechanismus werden üblicherweise Reliability-Optionen für die Erlösabschöpfung genutzt. Allerdings beziehen sich Reliability-Optionen in der Regel auf den Day-Ahead-Markt. Der Ausgleichsenergiepreis kann den Day-Ahead-Preis jedoch deutlich übersteigen.
- Die Absicherungspflicht nutzt das bestehende Bilanzkreissystem und führt deshalb dazu, dass Bilanzkreisabweichungen mit dem Ausgleichsenergiepreis verrechnet werden. Da Bilanzkreise bzw. die Bilanzkreisverantwortlichen in der Absicherungspflicht die relevanten Akteure sind, steigt ihr Anspruch an die genutzten Absicherungsmöglichkeiten, zu einem ausgeglichenen Bilanzkreis beizutragen. Daraus erwächst in der effektiven Absicherungspflicht u. a. der Anreiz, die Laststeuerung auszuweiten, damit Bilanzkreise auch kurzfristig stets ausgeglichen werden können. Diese Verursachergerechtigkeit stärkt die Anreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Die effektive Absicherungspflicht erfüllt unseres Erachtens die Anforderung der Randnummer 356 KUEBLL umfänglicher als die etablierten umfassenden

Kapazitätsfördermechanismen. Sie ist daher als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus nicht nur eine mildere, sondern auch eine zielgenauere Alternative zu umfassenden Kapazitätsfördermechanismen, da die Anreize verursachergerecht wirken. In Anbetracht der effektiven Absicherungspflicht als mildere und zielgenauere Alternative zu umfassenden Kapazitätsfördermechanismen, wäre es unseres Erachtens nicht angemessen, die Einführung eines umfassenden Kapazitätsfördermechanismus in Deutschland zu genehmigen.

6.6 VERMEIDUNG ÜBERMÄßIGER NEGATIVER AUSWIRKUNGEN AUF HANDEL SOWIE ABWÄGUNGSPRÜFUNG

Die Kriterien in diesem Abschnitt zielen auf möglichst geringe Marktverzerrungen ab. Unseres Erachtens sprechen die Kriterien für die Einführung einer effektiven Absicherungspflicht, da sie nicht nur eine mildere Maßnahme, sondern auch eine zielgenauere Maßnahme ist. Anstatt zusätzliche Marktverzerrungen einzuführen, wie es bei zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismen der Fall ist, reduziert die Absicherungspflicht bestehende Marktunvollkommenheiten ursächlich und trägt somit zur Stärkung des Marktes bei.

Gewährleistung des effizienten Funktionierens des Marktes

Entsprechend Randnummer 359 KUEBLL muss „die Beihilfe so gestaltet sein, dass das effiziente Funktionieren des Marktes gewährleistet bleibt und Anreize für einen effizienten Betrieb und wirksame Preissignale erhalten bleiben.“ Randnummer 361 ergänzt diesbezüglich, dass „die Anforderungen der Randnummern 359 und 360 [...] in der Regel erfüllt [sind], wenn sich die Vergütung im Rahmen einer Maßnahme nach der Kapazität (EUR/MW) und nicht nach der erzeugten Strommenge (EUR/MWh) richtet.“ Darüber hinaus ergänzt Randnummer 366 KUEBLL mit Blick auf das Funktionieren des Marktes, dass Maßnahmen a) „weder unnötige Marktverzerrungen herbeiführen noch den zonenübergreifenden Handel beschränken [sollten]“ und nach b) sollten sie „nicht dazu führen, dass die Anreize, in Verbindungskapazität zu investieren, abnehmen, beispielsweise durch Verringerung der Engpasserlöse für bestehende oder neue Verbindungsleitungen.“

- Unverfälschte und möglichst vollständige Preissignale sind für das effektive und effiziente Funktionieren von Märkten essenziell. Aus diesem Grund setzt die effektive Absicherungspflicht verursachergerecht bei der Internalisierung der Risikoexternalität an, um

das Preissignal zu vervollständigen; vergleichbar mit der Anreizwirkung des Emissionshandels zur Internalisierung der externen Klimakosten.

- Eine zentrale Funktion des Preissystems besteht darin, als Feedbackmechanismus ein Marktgleichgewicht herzustellen. Die Fähigkeit eines Marktes, Knappheit über einen Anstieg des Preisniveaus und über Preisspitzen zu signalisieren ist daher entscheidend für die Funktionsfähigkeit von Märkten. Über diesen selbstregulierenden Feedbackmechanismus wird eine Ausweitung des Angebots und in begrenztem Umfang eine freiwillige Reduktion der Nachfrage auf Basis individueller Zahlungsbereitschaften angereizt, sofern das für die Markträumung notwendig ist
- Unabhängig davon, ob sich eine Vergütung nach der Kapazität oder der Energie richtet, werden die Marktpreise als Feedbacksystem verzerrt, wenn eine Maßnahme das Angebot im Markt steigert. Ein ausschließliches Augenmerk auf Kurzfristmärkte, durch den Verzicht auf eine Förderung der Strommenge in EUR/MWh, wird der selbstregulierenden Rolle von Märkten nicht gerecht. Der Terminmarkt spiegelt in seiner Rolle als Werkzeug für das Risikomanagement, absehbare Knappheit durch eine ansteigende Risikoprämie und damit ein ansteigendes Preisniveau wider. Aus diesem Grund verzerrt auch die Vergütung von Leistung (EUR/MW) die Funktionsweise des Marktes, da sie das Preisniveau am Spot- und am Terminmarkt verzerrt.
- Das verzerrte Preissignal reduziert die Strommarkterlöse anderer Technologien (BDEW, 2026). Die reduzierten Markterlöse für KWK-Anlagen, erneuerbare Energien, steuerbare Last und Speicher drückt sich auf unterschiedlichen Wegen aus. Wenn Flexibilitätsoptionen verdrängt werden, sinkt die Kosteneffizienz des Strommarktes. Für erneuerbare Energien und ggf. KWK-Anlagen steigen die Förderkosten, und damit ggf. die Belastung für den Bundeshaushalt. Ein niedrigeres Niveau an Kosteneffizienz steigert zudem die Notwendigkeit für verbrauchsseitige Entlastungen, wie z. B. den Industriestrompreis. Durch verbrauchsseitige Preiseingriffe wird darüber hinaus die Funktionsfähigkeit des Marktes weiter verzerrt. Die unbeabsichtigten Konsequenzen des Markteingriffes durch die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen wirken sich über das Feedbacksystem des Marktsystems somit verzerrend auf eine Vielzahl verschiedener Systemelemente aus. Es droht eine kostenintensive Pfadabhängigkeit in Form einer sich ausweitenden Förderspirale.
- Eine weitere Folge der Marktverzerrung ist ein Absinken der Knappheitsrente von Verbindungskapazitäten zwischen den Gebotszonen. Durch die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen werden sowohl das Preisniveau als auch

die Preisvolatilität am Strommarkt gedämpft. Dadurch sinkt automatisch der Wert bestehender und zukünftiger Verbindungskapazitäten, da ihr Mehrwert in der Bewirtschaftung relativer Knappheit zwischen den Gebotszonen liegt. In Folge sinkt der Anreiz zukünftiger Investitionen in Verbindungskapazitäten und damit in die Weiterentwicklung des Binnenmarktes. An die Stelle des Binnenmarktes treten nationale Kapazitätsfördermechanismen, die gleichzeitig nationale politökonomische und industriepolitische Präferenzen bedienen.

- Im Gegensatz zu zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen wirkt eine Kapazitätsreserve nicht marktverzerrend, wenn sie dem Markt nachgelagert eingesetzt wird. Entsprechend Art. 21 Abs. 3 der Verordnung ist sie vorzugswürdig gegenüber zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen.
- Eine angereizte Steigerung des Gasanteils an der Stromerzeugung kann in Krisensituationen negative ökonomische Auswirkungen mit sich bringen. Alessandri und Gazzani (2025) haben anhand der Energiekrise 2022 identifiziert, dass Erdgas-Schocks in Europa einen Stagflationseffekt haben; wirtschaftliche Aktivität wird reduziert und die Inflation steigt. Eine Steigerung des Gaspreises um 10 % führt im Durchschnitt zu einem Anstieg der Kerninflation um 0,5 %. Die exakte Auswirkung auf die nationale Volkswirtschaft hängt von der jeweiligen Abhängigkeit von Erdgas ab, insbesondere an der Stromerzeugung. Den Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung durch die KWS und einen umfassenden Kapazitätsfördermechanismus zu steigern, erhöht daher die Fragilität der Gesellschaft und der Wirtschaft.

Die Kommission ist nach Randnummer 368 KUEBLL „der Auffassung, dass bestimmte Beihilfemaßnahmen negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel haben, die wahrscheinlich nicht ausgeglichen werden. So können bestimmte Beihilfemaßnahmen Marktversagen verschärfen und Ineffizienzen zulasten der Verbraucher und des Gemeinwohls nach sich ziehen.“ Aus diesem Grund sollten mildere Maßnahmen mit einer geringeren Eingriffstiefe, die weniger verzerrend wirken und weniger starke Umweltauswirkungen haben, bevorzugt werden.

Die effektive Absicherungspflicht stärkt das Preissystem durch die Internalisierung der Risikoexternalität. Sie reizt die Identifikation und Einbindung flexibler Verbraucher an, die ihre Zahlungsbereitschaft durch die Preisgestaltung von Lieferverträgen und das Verbrauchsverhalten signalisieren können. Die gesteigerte Flexibilisierung stärkt die Funktionsweise des Marktes, steigert die Kosteneffizienz und ermöglicht eine umfassendere Nutzung erneuerbarer Energien. Belastbare Preissignale am Spot- und Terminmarkt können die

benötigten Erzeugungstechnologien in einem Marktgleichgewicht mit flexiblen Verbrauchern refinanzieren.

Anstatt durch die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen die nationalen Gebotszonen und den Binnenmarkt weiter zu verzerren, kann die Absicherungspflicht zu ihrer Stärkung beitragen. Sie ist daher nicht nur eine mildere Maßnahme, sondern eine Maßnahme, die zu einer fundamentalen Verbesserung der Funktionsweise des Strommarktes beiträgt.

Umweltauswirkungen

Entsprechend Randnummer 360 KUEBLL „dürfen keine Anreize für eine Energieerzeugung geschaffen werden, durch die weniger umweltschädliche Energieformen verdrängt würden.“ In Randnummer 361 KUEBLL wird darauf verwiesen, dass diese Anforderung in der Regel erfüllt ist, „wenn sich die Vergütung im Rahmen einer Maßnahme nach der Kapazität (EUR/MW) und nicht nach der erzeugten Strommenge (EUR/MWh) richtet.“ Randnummer 368 KUEBLL verweist ebenfalls auf die negativen externen Umwelteffekte durch Anreize für Investitionen in Stromerzeugungsanlagen, die fossile Brennstoffe nutzen.

Randnummer 369 KUEBLL geht weiter, indem sie benennt, dass „Maßnahmen, die Anreize für neue Investitionen in die Energieerzeugung aus Erdgas schaffen, [...] zwar der Stromversorgungssicherheit förderlich sein [können], [...] längerfristig jedoch stärkere negative externe Umwelteffekte als alternative Investitionen in emissionsfreie Technologien [bewirken]. Damit die Kommission im Rahmen einer Abwägungsprüfung ermitteln kann, ob die negativen Auswirkungen solcher Maßnahmen durch positive Auswirkungen ausgeglichen werden können, sollten die Mitgliedstaaten erläutern, wie sie sicherstellen werden, dass die jeweilige Investition zur Erreichung des Klimaziels der Union für 2030 und des Unionsziels der Klimaneutralität bis 2050 beiträgt. Insbesondere müssen die Mitgliedstaaten erläutern, wie eine Festlegung auf diese gasbasierte Energieerzeugung vermieden werden soll. Beispiele für solche Vorkehrungen wären verbindliche Verpflichtungen des Beihilfeempfängers, Dekarbonisierungstechnologien wie CCS/CCU umzusetzen, Erdgas durch erneuerbares oder CO₂-armes Gas zu ersetzen oder die Anlage innerhalb eines Zeitrahmens, der mit den Klimazielen der Union im Einklang steht, stillzulegen.“

Im Hintergrundpapier des BMW (2026b) wird nicht explizit festgelegt, dass sich im Rahmen der Kraftwerksstrategie nur Kraftwerke bewerben dürfen. Allerdings wird beispielsweise bei der Begründung des „Langzeitkriteriums“ im 10 GW Segment betont, dass „insbesondere auch Gaskraftwerke zum Zuge kommen können.“ Zudem wird die Ausschreibung von weiteren 2 GW explizit als

technologieoffene Ausschreibung ohne Langzeitkriterium beschrieben, was impliziert, dass die 10 GW Ausschreibung nicht als technologieoffen angesehen wird. Diese Interpretation wird durch die Positionspapiere von RWE (Handelsblatt, 2026) und EnBW (Spiegel, 2026) gestützt, in denen ein doppeltes zehn-Stunden-Kriterium bzw. ein Bonus für längere Erzeugungsdauern gefordert werden, um Batteriespeicher von einer erfolgreichen Teilnahme abzuhalten.

ACER (2025) beschreibt, dass nur ein Drittel der europäischen Kapazitätzahlungen an klimafreundliche Technologien geht und fordert, dass Kapazitätsfördermechanismen „sauberer“ werden müssen. Aurora (2025) beschreibt ebenfalls, dass von den 90 Milliarden Euro, die bisher in den europäischen Kapazitätsfördermechanismen vergeben wurden, mehr als zwei Drittel an thermische Kraftwerke gehen. ACER (2025) schlägt vor, die Hindernisse für Nachfrageflexibilität zu reduzieren. Die Kraftwerksstrategie schließt hingegen nachfrageseitige Flexibilität explizit aus und beinhaltet mit dem Langzeitkriterium eine implizite Hürde für Batteriespeicher.

Bisher wurden keine Details für den zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus veröffentlicht. Mit Blick auf die Ausgestaltung der Kraftwerksstrategie ist es wahrscheinlich, dass die Freiheitsgrade – die innerhalb der Ausgestaltung des umfassenden Kapazitätsfördermechanismus möglich sind – genutzt werden, um ebenfalls Gaskraftwerke zu begünstigen. Dies ist nach ACER (2025) und Aurora (2025) bisher in Europa weit verbreitet.

Im Hintergrundpapier des BMWF (2026b) wird beschrieben, dass alle Gaskraftwerke „H2-ready“ sein müssen und bis 2045 auf eine klimaneutrale Stromerzeugung umgerüstet werden müssen. Das bedeutet, dass die Kraftwerke voraussichtlich innerhalb der Förderdauer von 15 Jahren umgerüstet werden müssen. Dabei ist unklar, ob die Umrüstkosten Bestandteil der geplanten Ausschreibung im Jahr 2026 sein sollen. Hierbei ergibt sich ein Geflecht aus absehbaren Fehlanreizen, Umweltauswirkungen und Folgekosten:

- Kraftwerke, die keine oder nur geringe Umrüstkosten in ihren Geboten berücksichtigen haben höhere Chancen, einen Zuschlag zu erhalten.
- Sollten hingegen die Umrüstkosten Bestandteil der Gebote sein, dann ist mit deutlich höheren Kosten zu rechnen, wobei der Zeitpunkt für den Umstieg und die Verfügbarkeit von Wasserstoff unklar bleiben.
- Sollte Wasserstoff weiterhin knapp sein, dann besteht mit Blick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ein starker Anreiz, die Umrüstung auf klimaneutrale Brennstoffe zu verzögern und stattdessen die Umwelt- und Klimaziele zu verschieben.
- Im Hintergrundpapier des BMWF (2026b) werden bereits zwei zusätzliche Ausschreibungen für die Umstellung auf Wasserstoff im

Umfang von jeweils 2 GW für die Jahre 2040 und 2043 angekündigt. Sollten die späteren Umrüstkosten nicht Bestandteil der geplanten Auktion im Jahr 2026 sein, dann kann man davon ausgehen, dass diese Kraftwerke eine weitere Förderung für den Umbau erhalten, während die Kapazitätszahlungen aus der Beschaffungsauktion noch ausgezahlt werden. Das bedeutet, dass die KWS-Auktion das Risiko einer kostenintensiven Pfadabhängigkeit beinhaltet, die bei der Entscheidung über die Einführung berücksichtigt werden sollte. Alternativ drohen gestrandete Investitionen oder Versorgungsrisiken, wenn die geförderten Kraftwerke spätestens ab 2045 nicht mehr eingesetzt werden dürfen.

Mit der Entscheidung zum staatlichen Mikromanagement bei der Organisation der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der Erreichung der Klimaziele gehen Anforderungen an den Staat einher, die er kaum auf effektive und effiziente Weise erfüllen kann. Denn an die Stelle des (Innovations-)Wettbewerbs tritt ein Rent-Seeking-Wettbewerb, der im Spannungsverhältnis zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltgerechtigkeit entsprechend der ökonomischen Forschung zulasten derjenigen Akteure geht, die sich aufgrund ihrer Heterogenität weniger gut organisieren können und daher schlechtere Zugänge zu politischen Entscheidungsträgern haben.

Im Gegensatz zu zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen erlaubt eine effektive Absicherungspflicht in Kombination mit dem europäischen Emissionshandel die Integration der Ziele aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltgerechtigkeit. Indem ein innovationsoffener Wettbewerb um eine sichere und kostengünstige Stromversorgung organisiert wird, kann das Spannungsverhältnis zwischen den drei Zieldimensionen durch marktwirtschaftliche Feedbackprozesse dynamisch orchestriert werden. Dieser Prozess kann mikroinvasiv durch eine Kapazitätsreserve abgesichert werden.

Übertragbarkeit der Kapazitätsverpflichtung

Nach Randnummer 365c KUEBLL müssen die Mitgliedsstaaten bei Kapazitätsfördermechanismen sicherstellen, „dass die Kapazitätsverpflichtungen zwischen den berechtigten Kapazitätsanbietern übertragbar sind.“

Die Anforderung eines Sekundärhandels versucht, strukturelle (Kosten-)Risiken zentral geplanter umfassender Kapazitätsfördermechanismen zu adressieren:

- Damit die Risikoprämien in den Geboten beherrschbar bleiben, soll der Sekundärhandel ein Risikoventil ermöglichen. Sollte sich beispielsweise der Bau verzögern oder Anlagen gewartet werden, kann mithilfe des Sekundärhandels die Verpflichtung (beispielsweise im Rahmen der

Reliability Option) übertragen werden. In der Realität geschieht dies allerdings nicht häufig, da dieser Sekundärhandel eine Reihe administrativer Friktionen beinhaltet.

- Die Reallokation der Verpflichtung kann auch als nachträglicher Versuch zur Effizienzsteigerung gesehen werden. Da die Beschaffung üblicherweise vier Jahre vor der Erfüllungsperiode stattfindet, können sich Möglichkeiten ergeben, die Verpflichtung kosteneffizienter zu erbringen. Wenn beispielsweise bei der Gebotskalkulation eine GuD-Anlage kalkuliert wurde, kann die Lieferverpflichtung kurzfristig auch durch Motorenkraftwerke erfüllt werden, die in kürzerer Zeit aufgebaut werden können.
- Der Sekundärhandel kann auch dazu dienen, den technologischen Wettbewerb zu intensivieren, der aufgrund der vierjährigen Vorlaufzeit und der weiteren Ausschreibungsbedingungen eingeschränkt ist. Beispielsweise kann der Zuschlag für ein Gaskraftwerk theoretisch kurzfristig auf entsprechend dimensionierte Batteriespeicher oder flexible Verbraucher übertragen werden, die im entsprechenden Umfang die Anforderung der Reliability Option bzw. der Lieferverpflichtung erfüllen können.

Ein zentral geplanter umfassender Kapazitätsfördermechanismus versucht durch den Sekundärhandel und die Reliability Option ein Hedgingssystem durch die Hintertür zu etablieren, um Risiken und Effizienz Nachteile zu beherrschen. Daraus wird deutlich, dass für die Erfüllung der Lieferverpflichtung nicht die in der Primärauktion ermittelten Technologien relevant sind. In der Praxis werden die gewünschten Effekte jedoch nur eingeschränkt erreicht, da die administrativen Prozesse das Potenzial des Risikomanagements und der Effizienzsteigerung einschränken. Aus diesem Grund werden in zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen Risikoprämien in die Gebote eingepreist und ein ineffizienter Technologiemix realisiert.

Im Gegensatz dazu integriert die effektive Absicherungspflicht die Vorteile des Sekundärhandels bereits aufgrund des Designansatzes. Der verpflichtende Sekundärhandel in zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismen zeigt, dass es einen Bedarf für Handelsmöglichkeiten gibt, um Risiken und Effizienz Nachteile zu reduzieren. Die Absicherungspflicht ermöglicht eine kontinuierliche Optimierung der Absicherung und reizt daher eine effiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit an.

Verursachergerechtigkeit

Randnummer 367 KUEBLL formuliert: „Um zu vermeiden, dass die Anreize für Laststeuerung untergraben werden und dadurch das Marktversagen, das die Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erst erforderlich macht, weiter verschärft wird, und um sicherzustellen, dass der Eingriff im Bereich der Versorgungssicherheit so geringfügig wie möglich ausfällt, sollten die Kosten der Versorgungssicherheitsmaßnahmen von denjenigen Marktteilnehmern getragen werden, die dazu beitragen, dass diese Maßnahmen erforderlich werden. Dies kann beispielsweise dadurch erreicht werden, dass die Kosten einer Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Spitzenlastzeiten den Stromverbrauchern zugewiesen werden [...], die zu den Zeiten, in denen die Kapazität im Rahmen der Maßnahme bereitgestellt wird, von Knappheit betroffen sind.“ Der CISAF gibt diesbezüglich in Anforderung 26 eine Ausgestaltung vor: „Mindestens 90 % der Kosten im Rahmen des Kapazitätsfördermechanismus müssen den Verbrauchern auf der Grundlage ihres Verbrauchs während mindestens 1 % und höchstens 5 % der Stunden (oder Marktzeiteinheiten) mit den höchsten Preisen in den einzelnen Jahren (oder einzelnen Lieferfenstern) zugewiesen werden. Von Bilanzkreisverantwortlichen (z. B. Versorgern) können Entgelte verlangt werden.“

- Verursachergerechtigkeit ist eine essenzielle Anforderung an das Marktdesign, um Kosteneffizienz anzureizen. Die Verteilung von Kosten entspricht jedoch nicht dem Anspruch von Verursachergerechtigkeit, da die Kosten viele Jahre vorher durch zentral geplante Ausschreibungen entstehen; nicht durch das tatsächliche Verbrauchsverhalten.
- Die Kosten(-risiken) entstehen durch die administrative Festlegung der auszuschreibenden Menge und durch den resultierenden Technologiemix, der auf administrativ festgelegten Deratingfaktoren basiert.
- Die Risiken von Fehlallokationen und Ineffizienzen sind auf die administrative Festlegung von Annahmen, mehrere Jahre vor der Erfüllungsperiode zurückzuführen. Hinzu kommen die politökonomischen Fehlanreize u. a. durch Rent-Seeking und Regulatory Capture, die sich in Kostenrisiken übersetzen. Die ausführliche Diskussion der Modellierungsansätze und Inputannahmen in Kapitel 5 zeigt, den Umfang der kostensteigernden Annahmen, u. a. bei den Investitionshürden für Gaskraftwerke, der Kostenannahmen von Batteriespeichern, dem Potenzial und dem Gebotsverhalten von expliziter und impliziter Nachfrageflexibilität.
- Die Belastungen durch die Umlage kann signifikante Größenordnungen annehmen. Für den PJM-Markt rechnet Semianalysis (2026) mit einer

Umlage von 3,4 USD-ct/kWh auf Basis der letzten Auktion und der Preisansteige für Gasturbinen. Eine Konzentration auf wenige Stunden durch eine dynamische Umlage hebt das Kostenrisiko entsprechend und kann einer weiteren Elektrifizierung entgegenwirken.

- Es ist daher davon auszugehen, dass die energieintensive Industrie versuchen wird, weitgehend von der Umlage ausgenommen zu werden. In diesem Fall würden sie im Sinne eines Free-Ridings von einer höheren Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke profitieren, ohne sich an den Kosten zu beteiligen. Dann müssten die übrigen Wirtschaftsbereiche und Privatverbraucher entsprechend höhere Umlagen bezahlen. In der Diskussion um eine Reduzierung der Stromsteuer hat sich die Bundesregierung bereits entschieden, Entlastungen nur für das produzierende Gewerbe zu gewähren. Es ist jedoch unklar, ob ein vergleichbares Vorgehen bei den Kapazitätsumlagen beihilferechtlich möglich wäre. Im Gegensatz dazu ist die Absicherungspflicht nach Art. 18a der Strommarkttrichtlinie ursprünglich durch eine Steigerung des Verbraucherschutzes motiviert.
 - Als illustratives Beispiel begrüßt der VIK (2026) in einer Pressemitteilung die Einigung zur Kraftwerksstrategie: „Der Verband unterstützt die Einschätzung von BMWK und EU-Kommission, dass steuerbare Kapazitäten dringend benötigt werden, um Versorgungssicherheit in Zeiten hoher Volatilität im Stromsystem zu gewährleisten. Für die Industrie ist die Verlässlichkeit des Energiesystems zentral.“ Gleichzeitig wird argumentiert: „Unternehmen in Deutschland zahlen schon heute im internationalen Vergleich sehr hohe Energiepreise. Jede zusätzliche Umlage würde die Wettbewerbsfähigkeit weiter schwächen und wäre das völlig falsche Signal“, warnt der VIK. „Wenn Deutschland die industrielle Wertschöpfung erhalten will, müssen Mehrkosten für energieintensive Verbraucher unbedingt vermieden werden“, so der VIK weiter.
- Da die Kosten für die zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen bereits mehrere Jahre vor der Erfüllungsperiode festgelegt werden, ist eine Steigerung der Kosteneffizienz im Stromsystem durch ein effizientes Angebot oder effiziente oder flexible Verbrauchsanpassungen nicht mehr möglich. Es geht lediglich darum, wie die Kosten aus der zentral geplanten Kapazitätsbeschaffung verteilt werden. Dadurch wird die Logik des Positivsummenspiels der marktwirtschaftlichen Organisation durch eine Nullsummenspiellogik mit Verteilungskonflikten ersetzt.

- Zudem bestehen Risiken für den Bundeshaushalt. Sollten die Kosten beispielsweise aufgrund der stark angestiegenen Preise für Gasturbinen so hoch ausfallen, dass eine vollständige Weitergabe politisch nicht opportun ist, steigt der Druck für einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt. Dieses Vorgehen sehen wir bereits bei Netzentgelten. Auch die EEG-Kosten wurden von einer Umlage in einen Haushaltsposten überführt.

Die Kosten(-risiken) und Verteilungskonflikte durch zentral geplante Ausschreibungen können durch ein marktwirtschaftliche Absicherungspflicht vermieden werden. Der technologie- und innovationsoffene Wettbewerb reizt die Identifikation und Erschließung kosteneffizienter Absicherungsmöglichkeiten ohne Rent-Seeking-Wettbewerb an. Die Absicherungspflicht ist im Kern verursachergerecht, weswegen Anreize zur Kosteneffizienz im Zentrum des Absicherungsanreizes stehen. Dadurch gibt es keine politischen Verteilungskonflikte, da jeder Verbraucher bzw. jeder Bilanzkreisverantwortliche, durch eine Kombination aus Absicherungsstrategie und Anpassung des Verbrauchsverhaltens zur Systemeffizienz beitragen kann.

Durch diese effizienzsteigernden Anreize entsteht ein Positivsummenspiel, da beispielsweise flexible Verbraucher selbst Kosten sparen und andere Verbraucher ebenfalls von niedrigeren Strompreisen profitieren. Der wesentliche Vorteil einer marktwirtschaftlichen Organisation liegt darin, dass die ganze Gesellschaft und Wirtschaft von einem abgesicherten und kosteneffizienten Stromsystem profitiert.

Marktmacht und politische Einflussnahme

Randnummer 370 KUEBLL erhebt den Anspruch, dass „wenn im Rahmen einer Einzelbeihilfe oder einer Beihilferegelung nur eine sehr begrenzte Zahl von Beihilfeempfängern oder ein etabliertes Unternehmen unterstützt werden soll, [...] die Mitgliedstaaten außerdem nachweisen [sollten], dass die geplante Beihilfe keine Stärkung der Marktmacht bewirken wird.“

- Das Bundeskartellamt (BKartA) hat in ihrem jüngsten Marktmachtbericht (BKartA, 2026a) darauf hingewiesen, dass RWE und die LEAG oberhalb der Vermutungsschwelle liegen und dass EnBW in der Nähe der Schwelle liegt. Entsprechend empfiehlt das BKartA, dass die KWS dazu genutzt wird, um wettbewerbliche Marktstrukturen zu fördern: „Zur Vermeidung des Risikos einer Verfestigung von bestehenden Marktmachtpositionen sollten in den Ausschreibungen wirksame Mechanismen zur Sicherstellung der Anbietervielfalt bei den zugeschlagenen Kapazitäten vorgesehen werden.“

- In diesem Sinne empfiehlt der Präsident des BKartA Andreas Mundt in der Pressemitteilung zur Veröffentlichung des Marktmachtberichts (BKartA, 2026b): „Um die Anbieter Vielfalt zu sichern, wäre es sinnvoll, den Zuschlag je Bieter auf zehn Prozent der insgesamt ausgeschriebenen Kapazität zu begrenzen.“
- Entsprechend Handelsblatt (2026) empfiehlt RWE im Positionspapier, „dieser Empfehlung nicht zu folgen“, da sie innerhalb der 10 GW Ausschreibung beabsichtigen 3 GW zu gewinnen. Nach Empfehlung des BKartA dürfte RWE jedoch nur 1 GW zugeschlagen bekommen.
- Mit Blick auf den Südbonus in der KWS hat Wirtschaftsministerin Reiche der LEAG Hoffnung gemacht: „Die Bedingungen für die Ausschreibung würden so gestaltet, dass die LEAG investieren könne und einen Zuschlag erhalte“ (MDR, 2025).

Zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen sind anfällig für die politische Einflussnahme, da viele Ausgestaltungsdetails administrativ festgelegt werden müssen. Gut organisierte Interessen können sich bei der Ausgestaltung leichter Gehör verschaffen als heterogene Gruppen, wie beispielsweise Verbraucher. Wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, führt die administrative Kostenverteilung zentral geplanter und beschaffter Kapazitäten zwangsläufig zu Kostenrisiken und Verteilungskonflikten, die einer effizienten Ausgestaltung entgegenwirken.

Bei der effektiven Absicherungspflicht steht der marktwirtschaftliche Wettbewerb im Fokus. Die Verpflichteten können sich auf verschiedenen Marktplattformen die passenden Absicherungsprodukte beschaffen. Aufgrund der Möglichkeit der Eigenerfüllung besteht auch ein intensiver technologischer Wettbewerb, da angebots- und verbrauchsseitige Absicherungsmöglichkeiten im Wettbewerb stehen. Dieser intensive Wettbewerb führt durch eine inhärente Innovationsoffenheit zu Kosteneffizienz, wovon die Bevölkerung und die Wirtschaft profitieren.

7 Zusammenfassung und Fazit

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird in Deutschland die Einführung einer Kraftwerksstrategie diskutiert, auf die ein zentral geplanter umfassender Kapazitätsfördermechanismus folgen soll. Dieses Gutachten diskutiert, dass vor dem Hintergrund des EU-Rechtsrahmens, eines mangelnden Nachweises der Erforderlichkeit und einer effektiven Absicherungspflicht als mildere und zielgenauere Alternative, die Voraussetzungen für eine beihilferechtliche Genehmigung nicht erfüllt sind.

Die Einführung von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen ersetzt die koordinierende Rolle von Märkten durch zentrale Planung. Durch die Einführung von Kapazitätsfördermechanismen basieren Investitionen zukünftig nicht mehr auf den Zukunftserwartungen und der Expertise von Unternehmen, sondern auf Annahmen und Vorgaben einer zentralen Stelle, die politökonomischen Fehlanreizen, Rent-Seeking-Verhalten und Regulatory Capture ausgesetzt ist.

Der verzerrte Nachweis

Der Zuverlässigkeitsstandard, dessen Einhaltung im Zuge der Modellierung der Versorgungssicherheit überprüft wird, basiert auf dem Verhältnis des Value of Lost Load (VOLL) und dem Cost of New Entry (CONE), also der benötigten Technologie zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Aufgrund einer empirisch unzureichenden Absicherung der Inputwerte ist der resultierende Zuverlässigkeitsstandard nicht hinreichend tragfähig.

- **VOLL:** Der VOLL in Deutschland erfüllt nicht die Anforderungen der ACER-Methodik und basiert auf einer veralteten Datenbasis. Die Festlegungen zwischen nordeuropäischen Ländern unterscheiden sich teilweise nahezu um den Faktor 10, was darauf hindeutet, dass sie nicht objektiv belastbar sind.
- **CONE:** Die CONE-Werte sind ebenfalls nicht mehr aktuell. Beispielsweise liegt der Preis für eine Gasturbine in Deutschland um mehr als den Faktor 2 unter derjenigen in Polen. Eine beliebige administrative Festlegung der Referenztechnologie widerspricht der zunehmenden technologischen Vielfalt und der Ausweitung des Flexibilitätspotenzials.

Die Diskussion der Methodik und der Inputannahmen des European Resource Adequacy Assessments (ERAA) in Kapitel 5 dieses Gutachtens zeigt, dass durch (Fehl-)Prognosen, beliebige Wirtschaftlichkeitskriterien und verzerrende

Festlegungen von Inputannahmen, Ergebnisse im Sinne einer selbsterfüllenden Prophezeiung herbeigeführt werden. Wenn diese Modellierungsergebnisse zum Nachweis der Erforderlichkeit und zur Ausgestaltung der zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen in Form der Dimensionierung und der technologiespezifischen Deratingfaktoren genutzt werden, entstehen erhebliche Kostenrisiken mit langfristigen Pfadabhängigkeiten.

Zu den kritischsten methodischen Annahmen gehören:

- Explizite Preisobergrenzen, die der Strombinnenmarkttrichtlinie widersprechen
- Aufschläge auf Renditeanforderungen (Hurdle-Rate) für Gaskraftwerke
- Einnahmen-Obergrenzen für Gaskraftwerke
- Die Vernachlässigung des Terminmarkts für das Risikomanagement

In Summe führen diese verzerrenden Modellierungsvorgaben im Modell zu einer Steigerung des Versorgungsproblems gegenüber dem ERAA 2024, obwohl die Annahme zur Stromnachfrage allein für das Jahr 2028 um 10,5 % bis 11,6 % gesunken ist. Für die Prognose der Spitzenlast bedeutet das eine Korrektur um 6,2 GW. Dennoch beträgt das angenommene Wachstum der Spitzenlast zwischen 2025 und 2028 17,7 GW, gegenüber 23,8 GW im ERAA 2025.

Verdrängung des technologischen Fortschritts

Die Integrationsfähigkeit technologischer Innovationen ist entscheidend für die Kosteneffizienz des Stromsystems, insbesondere im Zuge der Transformation zur Klimaneutralität. Zentrale Planungsprozesse sind nicht in der Lage Innovationsdynamiken zu berücksichtigen. Im schlimmsten Fall vermeiden sie ihre Verbreitung. Als aktuelles Beispiel bieten sich Batteriespeichersysteme an. Im ERAA-Modell liegen die Kosten eines 4h-Batteriespeichers für das Jahr 2028 um den Faktor 2,3 über den realen Kosten im Jahr 2025.

Allein die Dynamik der Kostenreduktion bei Batteriespeichern hat in Kombination mit der zunehmenden Digitalisierung und Verbreitung von Steuerungsmöglichkeiten durch künstliche Intelligenz signifikante Auswirkung für die Nutzung dezentraler Ressourcen für die implizite Lastflexibilität (Heimspeicher, Elektroautos, Wärmepumpen). Diese Dynamik kann in zentral geplanten Prozessen, wie beispielsweise der Modellierung der Versorgungssicherheit, aber auch bei der Ausgestaltung von Kapazitätsfördermechanismen in der Realität nicht angemessen berücksichtigt werden.

Verzerrende Inputannahmen

Neben den methodischen Verzerrungen und den Annahmen zum Nachfragewachstum sowie der Kostenentwicklung von Batteriespeichern, führen eine Reihe weiterer Annahmen dazu, dass marktwirtschaftliche Feedbackprozesse in der Modellierung nicht angemessen berücksichtigt werden. Für die selbstregulierende Fähigkeit von Märkten ist die Preiselastizität entscheidend. Eine Reihe empirischer Belege zeigt, dass Verbraucher in signifikanter Größenordnung auf Preise reagieren. In der Modellierung werden diese Feedbackprozesse, die eine freiwillige Markträumung ermöglichen und über die Preissetzung der Nachfrage zur Refinanzierung von Kraftwerken über den Spot- und Terminmarkt beitragen, nicht angemessen abgebildet.

- Explizite Lastflexibilität hat in Deutschland in 2035 einen Anteil von 1,9 % an der Spitzenlast gegenüber beispielsweise 16,7 % in UK und 31 % in Schweden.
- Eine nachfrageseitige Merit-Order ermöglicht in realen Märkten ein Gleichgewicht zwischen Investition in Erzeugungskapazität und Preiselastizität, um eine freiwillige Markträumung zu ermöglichen. Für die Refinanzierung von Kraftwerken ist die Preissetzung der Nachfrage oberhalb variabler Erzeugungskosten von Kraftwerken entscheidend. In den Niederlanden gibt es zehn Preisstufen. Die Standardmethode des ERAA sieht sechs Preisstufen vor. In Deutschland gibt es lediglich eine Preisstufe oberhalb der variablen Erzeugungskosten von Kraftwerken.
- Diese explizite Lastflexibilität kann in Deutschland nur zwei Mal im Jahr genutzt werden, gegenüber beispielsweise 23 bis 24 Mal in den Niederlanden.

Die implizite Lastflexibilität durch Heimspeicher, Elektroautos und Wärmepumpen kann im Modell preissensibel reagieren, indem die Nachfrage innerhalb kurzer Zeitfenster verschoben werden kann. Sie agiert aber nicht preiselastisch, indem sie die Nachfrage reduziert und dadurch Preise oberhalb der variablen Kosten von Kraftwerken setzen kann.

- Im Modell reagieren lediglich 3 % der Heimspeicher in Deutschland auf Strompreise gegenüber 100 % in Italien. Dadurch stehen 22 GW in 2028 und 36,3 GW in 2035 dem Modell nicht als Ressource zur Verfügung
- Bei den Elektroautos reagieren 13 GW in 2028 und 50 GW in 2035 nicht auf Strompreise. Das bedeutet, Autos werden geladen, während im Modell Last bei sehr hohen Preisspitzen abgeworfen wird.
- Lediglich 3 % der Wärmepumpen reagieren in Deutschland in 2028 auf den Strompreis, gegenüber 61 % in der Schweiz. Der Anteil steigt bis 2035 auf 24 % in Deutschland und 73 % in der Schweiz.

Die stark eingeschränkte Möglichkeit, dezentrale Flexibilitätsoptionen für die Versorgungssicherheit und die Kosteneffizienz des Stromsystems zu nutzen, deuten auf die Notwendigkeit von Marktformen hin, anstatt zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen einzuführen. Die effektive Absicherungspflicht schafft als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus einen Anreiz für die effiziente Nutzung vorhandener Ressourcen zur Absicherung und Optimierung der Stromversorgung.

Die Genehmigungsfähigkeit der Kapazitätsfördermechanismen ist schwer zu begründen

Die beihilferechtlichen Kriterien, die für eine Genehmigung erfüllt sein müssen, umfassen: Erforderlichkeit, Geeignetheit, Beihilfefähigkeit, Öffentliche Konsultation, Angemessenheit und Vermeidung übermäßiger Auswirkungen auf Handel sowie Abwägungsprüfung.

Vor dem Hintergrund der effektiven Absicherungspflicht als mildere und zielgenauere Alternative, sehen wir eine Genehmigung der zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen – aufgrund ihrer stark verzerrenden Auswirkungen für den Markt und die Umweltziele, sowie ihrer kostenintensiven Pfadabhängigkeiten – als nicht begründbar.

Erforderlichkeit

- **ZUVERLÄSSIGKEITSSTANDARD:** Der Zuverlässigkeitsstandard als Grundlage für staatliche Eingriffe ist methodisch und empirisch nicht belastbar, da sowohl VOLL- als auch CONE-Werte auf veralteten, verzerrten und zwischen Ländern stark divergierenden Annahmen beruhen und zentrale Markt Aspekte wie Preiselastizität und technologische Alternativen unzureichend berücksichtigen.
- **VERSORGUNGSLÜCKE:** Die ERAA- und Versorgungssicherheitsberichte liefern aufgrund grundlegender methodischer Schwächen, verzerrter Annahmen (u. a. zu Nachfrage, Flexibilität, Preisen, Technologien und Risikomanagement) und mangelnder Abbildung realer Marktmechanismen kein verlässliches Bild der Versorgungssicherheit und führen systematisch zu künstlich erzeugten Versorgungslücken, die marktnähere Lösungen wie eine Absicherungspflicht unterschätzen oder ausschließen.
- **KOMBINIERTER MAßNAHMEN:** Die Kraftwerksstrategie und der umfassende Kapazitätsfördermechanismus stellen faktisch zwei unterschiedliche, nicht konsistent aufeinander abgestimmte Maßnahmen dar, für die weder ein schlüssiger Nachweis ihrer gemeinsamen Kosteneffizienz noch ihrer zielgenauen Wirkung auf den

Zuverlässigkeitsstandard erbracht wird, wobei insbesondere die KWS-Ausschreibungen aufgrund von Einschränkungen wie Technologievorgaben und Ausschlüssen von Nachfrageflexibilität und Auslandsgeboten als nicht kosteneffizient erscheinen.

- **BEHEBUNG REGULATORISCHER MÄNGEL:** Die Einführung der Kraftwerksstrategie und eines umfassenden Kapazitätsfördermechanismus erfolgt ohne hinreichende Analyse und Behebung zentraler Marktunvollkommenheiten, obwohl gezielte Marktformen – insbesondere eine Absicherungspflicht – geeignet wären, bestehende Probleme effizient zu adressieren und die Versorgungssicherheit marktbasiert zu gewährleisten.
- **TECHNOLOGIEOFFENHEIT UND VERZERRUNGEN:** Die geplanten Maßnahmen verletzen die Anforderungen an Technologieoffenheit, da nachfrageseitige Flexibilität und Speicher systematisch benachteiligt oder ausgeschlossen werden, und verstärken zugleich bestehende Marktverzerrungen durch preisdämpfende Effekte, anstatt diese zu beheben.

Geeignetheit

Im Sinne von Randnummer 341 KUEBLL stellen zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen keinen geeigneten Ansatz dar, da sie Marktverzerrungen verstärken und effiziente Preissignale schwächen, während eine effektive Absicherungspflicht als zielgenauere und mildere Maßnahme Marktunvollkommenheiten ursächlich adressiert, Flexibilität integriert und marktbasiert die Versorgungssicherheit stärkt. Verbleibende Versorgungsrisiken können bei Bedarf mit einer Kapazitätsreserve entsprechend Art. 21 Abs. 3 der Verordnung adressiert werden.

Beihilfefähigkeit

- **TECHNOLOGIEOFFENHEIT:** Die KWS-Auktionen verstoßen explizit gegen das Gebot der Technologieoffenheit, da Laststeuerung und Speicher explizit bzw. implizit ausgeschlossen werden, obwohl sie nachweislich zur Versorgungssicherheit beitragen können, und somit nicht allen geeigneten Technologien ein diskriminierungsfreier Zugang gewährt wird.
- **UMWELTSCHUTZ:** Die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen stehen im Widerspruch zu den Umweltzielen, da sie flexible und speicherbasierte, systemdienliche Technologien benachteiligen, die Integration erneuerbarer Energien erschweren und durch sinkende Marktwerte sowie steigende Förderbedarfe langfristig deren Ausbau systemisch behindern.

- **GRENZÜBERSCHREITENDE BETEILIGUNG:** Die Beschränkung der KWS-Ausschreibungen auf inländische Kapazitäten widerspricht dem Gebot der grenzüberschreitenden Beteiligung, während eine Absicherungspflicht die Integration des europäischen Binnenmarkts durch Nutzung verfügbarer Absicherungsinstrumente ermöglicht.

Öffentliche Konsultation

Der Verzicht auf eine erneute öffentliche Konsultation steht im Widerspruch zu den beihilferechtlichen Anforderungen, da sich die KWS grundlegend verändert hat, nun mit einem zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismus verknüpft ist und weitreichende, langfristige Auswirkungen auf Marktstruktur, Kosten sowie Klima- und Umweltziele hat, die einen transparenten gesellschaftlichen Diskurs erfordern.

Angemessenheit

- **NACHWEIS DES BEDARFS:** Der Nachweis des Bedarfs für staatliche Eingriffe ist nicht belastbar, da sowohl die zugrunde liegenden Zuverlässigkeitsstandards (VOLL, CONE) als auch die Modellierungen erhebliche methodische Verzerrungen und unrealistische Annahmen enthalten, während marktbasiert durch eine Absicherungspflicht realistische Zahlungsbereitschaften und effiziente Lösungen identifiziert werden könnten.
- **WIRKSAME ANREIZE:** KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen setzen im Vergleich zur Absicherungspflicht weniger wirksame und nicht verursachergerechte Anreize, da Sanktionen häufig nicht am tatsächlichen Knappheitspreis orientiert sind, während die Absicherungspflicht über das Bilanzkreissystem und Ausgleichsenergiepreise stärkere, marktkonforme Anreize zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit schafft.

Vermeidung übermäßiger Auswirkungen auf Handel sowie Abwägungsprüfung

- **GEWÄHRLEISTUNG DER MARKTFUNKTION:** Die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen verzerren zentrale Marktmechanismen, indem sie Preissignale dämpfen, Flexibilitätsoptionen verdrängen und Investitionsanreize – auch für Interkonnektoren – schwächen, während eine Absicherungspflicht das Preissystem stärkt, Marktunvollkommenheiten adressiert und so ein effizienteres Funktionieren des Strommarktes ermöglicht.
- **UMWELTAUSWIRKUNGEN:** Die KWS und umfassende Kapazitätsfördermechanismen setzen strukturelle Anreize zugunsten fossiler Erzeugung,

schaffen erhebliche Umsetzungsunsicherheiten und langfristige Kostenrisiken (u. a. bei H₂-Umrüstung) und stehen damit im Spannungsverhältnis zu den Klimazielen, während eine Absicherungspflicht in Kombination mit dem Emissionshandel Umwelt-, Effizienz- und Versorgungssicherheitsziele marktbasierend integriert.

- **ÜBERTRAGBARKEIT:** Der verpflichtende Sekundärhandel in zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen ist ein ineffizienter Versuch, strukturelle Risiken und Fehlallokationen zu korrigieren, während eine Absicherungspflicht diese Funktionen von vornherein effizient und kontinuierlich in das Marktdesign integriert.
- **VERURSACHERGERECHTIGKEIT:** Zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen verfehlen das Prinzip der Verursachergerechtigkeit, da Kosten und Risiken zentral administriert und ex ante festgelegt werden und lediglich umverteilt werden, während eine Absicherungspflicht verursachergerechte Anreize setzt, Kosteneffizienz fördert und Verteilungskonflikte vermeidet.
- **MARKTMACHT UND EINFLUSSNAHME:** Zentral geplante umfassende Kapazitätsmechanismen bergen erhebliche Risiken für die Verstärkung bestehender Marktmacht und politische Einflussnahme, während eine Absicherungspflicht durch offenen Wettbewerb, Dezentralität und technologieoffene Beschaffung strukturell wettbewerbsfördernd wirkt.

Fazit

Die Analyse zeigt, dass sowohl die Kraftwerksstrategie (KWS) als auch ein zentral geplanter umfassender Kapazitätsfördermechanismus die Anforderungen der KUEBLL in zentralen Punkten nicht erfüllen und zugleich mit erheblichen ökonomischen, regulatorischen und umweltpolitischen Risiken verbunden sind. Insbesondere fehlt ein belastbarer Nachweis der Erforderlichkeit, da sowohl die zugrunde liegenden Zuverlässigkeitsstandards (VOLL, CONE) als auch die verwendeten Modellierungen im ERAA und im nationalen Versorgungssicherheitsbericht durch erhebliche methodische Schwächen und verzerrende Annahmen geprägt sind. Die daraus abgeleiteten Versorgungslücken sind daher kein Ausdruck realer Marktdefizite, sondern in wesentlichen Teilen Ergebnis der Modellarchitektur selbst, weswegen sie ungeeignet sind, tiefgreifende Markteingriffe zu rechtfertigen.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass die vom BMW vorgeschlagenen Maßnahmen nicht primär auf die Behebung identifizierter Marktunvollkommenheiten abzielen, sondern selbst zusätzliche Verzerrungen und Folgekosten erzeugen. Es lässt sich kein kosteneffizientes Stromsystem anreizen, indem sowohl das Angebot als auch die Nachfrage subventioniert werden. Diese Notwendigkeiten sind vielmehr Ausdruck politisch induzierter

Marktverzerrungen. Zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen verzerren den Strommarkt weiter, weil sie tief in das Preissystem eingreifen, das als zentraler Feedbackmechanismus für ein effizientes Marktgleichgewicht fungiert. Dadurch werden Investitionsanreize für flexible Technologien, Speicher, erneuerbare Energien sowie Interkonnektoren systematisch geschwächt. Gleichzeitig entstehen langfristige Pfadabhängigkeiten und Kostenrisiken, da Fehlentscheidungen bei der zentralen Mengen- und Technologieplanung über lange Zeiträume fortwirken.

Diese Problematik gewinnt vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems zusätzliche Bedeutung. Die zunehmende Elektrifizierung und der Ausbau dezentraler Technologien – wie Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und industrielle Lastflexibilität – führen zu einer steigenden Komplexität des Systems. In einem solchen Umfeld vergrößern zentrale Planungsansätze das Risiko regulatorischer Fehlsteuerungen erheblich, da sie die Vielzahl dezentraler, heterogener und dynamischer Anpassungsprozesse nicht adäquat abbilden können. Gerade in einem komplexen System ist es jedoch entscheidend, dass marktwirtschaftliche Feedbackmechanismen über Preissignale wirken können, um Informationen effizient zu verarbeiten und Anpassungen anzureizen.

Für die langfristige Wohlstandsentwicklung ist dabei insbesondere die schnelle Verbreitung kosteneffizienzsteigernder Innovationen von zentraler Bedeutung. Zentral geplante umfassende Kapazitätsfördermechanismen stehen diesem Ziel entgegen, da sie bestehenden Technologien über lange Zeiträume – typischerweise 15 Jahre – garantierte Einnahmen sichern. Dadurch werden Innovationsanreize gedämpft und technologische Lock-ins begünstigt. Der Wettbewerb verlagert sich von einem Innovationswettbewerb hin zu einem Rent-Seeking-Wettbewerb, bei dem gut organisierte Akteure mit besseren Zugängen zu politischen Entscheidungsprozessen systematisch im Vorteil sind. Dies geht zulasten innovativer, dezentraler und heterogener Lösungen, die für die Transformation des Energiesystems jedoch von zentraler Bedeutung sind.

Die Analyse macht zudem deutlich, dass zentrale Planungsansätze strukturell dazu neigen, Effizienz- und Innovationspotenziale zu unterschätzen. Dies ist keine Schwäche einzelner Modellierungen, sondern eine systemische Eigenschaft zentral geplanter Prozesse. Politökonomische Fehlanreize, Informationsasymmetrien sowie die Notwendigkeit, komplexe Systeme auf wenige Parameter zu reduzieren, führen zwangsläufig zu Fehlallokationen von Kapital, Überkapazitäten und ineffizienten Technologieentscheidungen. Die ERAA-Modellierung kann in diesem Sinne als Fallbeispiel für die Zusatzkosten solcher Ansätze interpretiert werden.

Hinzu kommt ein grundlegender Widerspruch in der energie- und klimapolitischen Ausrichtung: Während fossile Kraftwerke über den Emissionshandel verteuert und perspektivisch zurückgedrängt werden sollen, werden sie im Rahmen von zentral geplanten Kapazitätsfördermechanismen gleichzeitig gefördert. Diese inkonsistente Anreizstruktur ist weder ökonomisch effizient noch klimapolitisch zielführend und erhöht die Gefahr langfristiger Fehlentwicklungen.

Im Gegensatz dazu bietet eine effektive Absicherungspflicht einen milderen und zielgenaueren Ansatz zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Sie setzt direkt an den identifizierten Marktunvollkommenheiten an, insbesondere an der Internalisierung von Risikoexternalitäten, und stärkt dadurch das Preissystem als zentrales Koordinationsinstrument. Durch die Einbindung von Terminmärkten, dezentraler Flexibilität und innovativen Technologien ermöglicht sie eine verursachergerechte und kontinuierliche Optimierung der Absicherung.

Ein wesentlicher Vorteil der Absicherungspflicht liegt darin, dass sie einen technologieoffenen und innovationsfreundlichen Wettbewerb organisiert. Anbieter und Nachfrager können flexibel auf neue Technologien und Marktbedingungen reagieren, wodurch sich kosteneffiziente Lösungen dynamisch durchsetzen. Gleichzeitig werden Verteilungskonflikte reduziert, da Kosten nicht administrativ festgelegt und per Umlage sozialisiert werden, sondern durch individuelles Verhalten und marktwirtschaftliche Entscheidungen beeinflusst werden können. Dies führt zu einem Positivsummenspiel, bei dem die Gesellschaft und die Wirtschaft von niedrigeren Stromkosten und dadurch einem höheren Wohlstand profitieren.

In der Gesamtbewertung zeigt sich somit, dass zentral geplante Kapazitätsfördermechanismen nicht nur eine stärker verzerrende, sondern auch eine weniger geeignete Form des Eingriffs darstellen. Sie verstärken bestehende Marktunvollkommenheiten, erzeugen neue Verzerrungen und stehen im Widerspruch zu den Anforderungen an Kosteneffizienz, Technologieoffenheit, Umweltverträglichkeit und Wettbewerb. Eine effektive Absicherungspflicht stärkt als marktwirtschaftlicher Kapazitätsmechanismus hingegen die Funktionsfähigkeit des Marktes und ermöglicht eine kosteneffiziente, innovationsoffene und nachhaltige Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung von zentral geplanten umfassenden Kapazitätsfördermechanismen weder erforderlich noch geeignet.

Literaturverzeichnis

ACER (2020): Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2.10.2020.

ACER (2025): Security of EU electricity supply – 2025 Monitoring Report, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 20.11.2025.

AEUV (2016): Konsolidierte Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Amtsblatt der Europäischen Union, 7. Juni 2016.

Alessandri und Gazzani (2025): Natural gas and the macroeconomy: Not all energy shocks are alike. Journal of Monetary Economics, Volume 151, April 2025, 103749.

Anne Krueger (1974): The Political Economy of the Rent-Seeking Society, 1974, American Economic Review, S. 291-303.

Aurora (2025): Capacity remuneration mechanisms in Europe, Aurora Energy Research, January 2025.

Battery Charts (2026): battery-charts.rwth-aachen.de, letzter Zugriff: 21. März 2026.

BDEW (2023): Energiebeschaffungsmodelle und deren Wirkung auf Endkundenbelieferung, Fakten und Argumente, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 14. März 2023.

BDEW (2024): Die Energieversorgung 2023 – Jahresbericht, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., aktualisierte Fassung, 31.5.2024.

BDEW (2025a): Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., aktualisierte Fassung, 30.5.2025.

BDEW (2025b): Die Energieversorgung 2025 – Jahresbericht, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 17.12.2025.

BDEW (2026): Positionspapier zu den CISAF Anforderungen für einen Kapazitätsmarkt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 3.2.2026.

Bessembinder und Lemmon (2002): Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets, The Journal of Finance, Volume 57, Issue 3, June 2002, Seiten: 1347-1382.

BKartA (2026a): Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse bei der Erzeugung elektrischer Energie, Bundeskartellamt, 19.2.2026.

BKartA (2026b): Marktmacht großer Stromerzeuger deutlich gestiegen – Marktmachtbericht 2024/25, Bundeskartellamt, Pressemitteilung vom 19.2.2026, URL:
https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Meldung/DE/Pressemitteilungen/2026/02_19_2026_Marktmachtbericht.html, letzter Zugriff: 24.3.2026.

BMWE (2026a): Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie, Pressemitteilung, 15.1.2026.

BMWE (2026b): Grundsatzvereinbarung auf Eckpunkte zur Kraftwerksstrategie, Hintergrundpapier, 15.1.2026.

BNEF (2026): Battery storage costs hit record lows as costs of other clean power technologies increased, BloombergNEF, URL:
<https://about.bnef.com/insights/clean-energy/battery-storage-costs-hit-record-lows-as-costs-of-other-clean-power-technologies-increased-bloombergnef/>, 18.2.2026, letzter Zugriff: 13.3.2026.

BNetzA (2023): Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zur Gasversorgung 2022, Bundesnetzagentur, Pressemitteilung vom 6.1.2023, URL:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2023/20230106_RueckblickGasversorgung.pdf?__blob=publicationFile&v=1, letzter Zugriff: 27.3.2026.

BNetzA (2025): Versorgungssicherheit Strom Bericht – Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bundesnetzagentur, September 2025.

CISAF (2025): Rahmen für Staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie, Amtsblatt der Europäischen Union, 4.7.2025.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Endbericht, 2.7.2014.

Connect (2024): Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt, Connect Energy Economics GmbH, Studie, 9. Juli 2024, Berlin.

Connect (2025): Die Ausgestaltung der Absicherungspflicht – Marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit im Strommarkt, Endbericht, 8.4.2025.

Deutsche Stromversorger (1993): Wer kritisch fragt, ist noch längst kein Kernkraftgegner. Werbung in mehreren deutschen Zeitungen, z. B. Die Zeit, 30. Juli.

E.ON (2025): CyprusOne und E.ON geben strategische Partnerschaft bekannt, um Kapazitätsengpässe im Stromnetz für Rechenzentren zu überwinden, E.ON, Pressemitteilung vom 2.6.2025, URL:

<https://www.presseportal.de/download/document/683d4c3327000fd2c9a6965-250602-pm-e-on-cyprus-artnerschaft-de.pdf>, letzter Zugriff: 24.3.2026.

EDF (2024b): Option Tempo - Faites des économies sur votre facture d'électricité en décalant vos consommations, <https://particulier.edf.fr/fr/accueil/gestion-contrat/options/tempo/details.html>, letzter Zugriff: 16. März 2026.

EMBER (2025): Solar electricity every hour of every day is here and it changes everything, 21. Juni 2025; von Kostantsa Rangelova und Dave Jones, URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/solar-electricity-every-hour-of-every-day-is-here-and-it-changes-everything/>, letzter Zugriff: 29.3.2026.

Energy Storage News (2025): Battery storage system prices continue to fall sharply, BNEF and Ember reports find; 16. Dezember 2025, von Andy Colthorpe, URL: <https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find/>, letzter Zugriff: 29.3.2026.

ENTSO-E (2025): Responses and Insights from the Investor Survey: How Can the ERAA Better Reflect Real Investment Behaviour), ENTSO-E, 18.7.2025.

EnWG (2026): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, gesetze-im-internet.de.

ERAA (2024): European Resource Adequacy Assessment 2024 Edition, ENTSO-E, URL: <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/>.

ERAA (2025): European Resource Adequacy Assessment 2024 Edition, ENTSO-E, URL: <https://www.entsoe.eu/eraa/2025/>.

Gridlab et al. (2025): The new reality of power generation – An analysis of increasing gas turbine costs in the U.S., September 2025.

Handelsblatt (2026): Lobby-Papier – RWE setzt auf Gas und will Batteriespeicher ausgrenzen, Catiana Krapp, Julian Olk, Klaus Stratmann und Kathrin Witsch, Handelsblatt vom 23.2.2016, URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energie-lobby-papier-rwe-setzt-auf-gas-und-will-batteriespeicher-ausgrenzen/100201683.html>, letzter Zugriff: 25.3.2026.

ILR und BNetzA (2021): Vorschlag des Zuverlässigkeitsstandards für Luxemburg und Deutschland, Institut Luxembourgeois de Régulation und Bundesnetzagentur, URL: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschl>

ag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 22.02.2026.

Infraserv (2021): Inbetriebnahme des neuen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerks – InfraServ Wiesbaden startet Vollbetrieb des modernisierten Kraftwerks im Industriepark, Pressemitteilung vom 1.7.2021. URL: https://www.infraserv-wi.de/fileadmin/user_upload/presse/2021/2021-07-01_PI_ISW-Inbetriebnahme_GuD-Kraftwerk.pdf, letzter Zugriff: 23.3.2026.

ISO-NE (2026): Capacity Auction Reform Key Project, ISO New England, URL: <https://www.iso-ne.com/committees/key-projects/capacity-auction-reforms-key-project>, letzter Zugriff: 12.3.2026.

Kapeller et al. (2026): A review of determining reliability standards for electricity supply via value of lost load and cost of new entry in the EU, Energy Policy 208 (2026) 114875.

KFZ-Versicherungsrichtlinie (2021): Richtlinie (EU) 2021/2118 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2021 zur Änderung der Richtlinie 2009/103/EG über die Kraftfahrzeug-Haftpflichtversicherung und die Kontrolle der entsprechenden Versicherungspflicht, Amtsblatt der Europäischen Union, 2.12.2021. Zitat von: URL: https://finance.ec.europa.eu/banking/insurance/motor-insurance_en?prefLang=de&etrans=de, Zugriff: 25.3.2026.

KUEBLL (2022): Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen, Amtsblatt der Europäischen Union, 12.2.2022.

MDR (2025): Vor-Ort-Besuch – Reiche zu Gaskraftwerken: Sorge im Osten unbegründet, MDR Sachsen, 4.8.2025, URL: <https://www.mdr.de/nachrichten/sachsen/dresden/dresden-radebeul/gaskraftwerk-katherina-reiche-baustelle-infineon-100.html>, letzter Zugriff: 23.3.2026.

Neon (2026): Grids & Benefits, Neon Neue Energieökonomik GmbH, URL: <https://neon.energy/grids-and-benefits/>, letzter Zugriff: 13.3.2026.

Non-Paper (2025): Non-paper Power Plant Strategy 2031, Draft, 31.12.2025.

PJM (2025a): 2027/2028 Base Residual Auction Report, 17.12.2025.

PJM (2025b): Market Design Project Road Map – Market Design and Economics, PJM, August 2025.

Semianalysis (2026): Are AI Datacenters Increasing Electric Bills for American Households?, Semianalysis, 3.3.2026. URL: <https://newsletter.semianalysis.com/p/are-ai-datacenters-increasing-electric>, letzter Zugriff: 21.3.2026.

Strombinnenmarktrichtlinie (2024): Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, Amtsblatt der Europäischen Union, 26.6.2024.

Strombinnenmarktverordnung (2024): Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, Amtsblatt der Europäischen Union, 26.6.2024.

UPM (2019): UPM invests in Germany to reduce costs and emissions while increasing flexibility to participate in electricity markets, UPM, Pressemitteilung vom 24.10.2019, URL: https://www.upm.com/news-and-stories/releases/2019/10/upm-invests-in-germany-to-reduce-costs-and-emissions-while-increasing-flexibility-to-participate-in-electricity-markets/?utm_source=chatgpt.com, letzter Zugriff: 31.3.2026.

VIK (2026): Lang erwarteter Durchbruch: VIK begrüßt die Einigung zur Kraftwerksstrategie, Verband der Industriellen Energie- & Kraftwirtschaft, Pressemitteilung vom 16.1.2026, URL: <https://vik.de/media-release/lange-erwarteter-durchbruch-vik-begrusst-die-einigung-zur-kraftwerksstrategie>, letzter Zugriff: 25.3.2026.

Volta Foundation (2026): 2025 Battery Report, URL: <https://volta.foundation/battery-report-2025/>, letzter Zugriff: 16.3.2026.

VW (2026): VW Kraftwerk GmbH Unternehmen und Standorte, URL: <https://www.vwkraftwerk.de/unternehmen#Standorte>, letzter Zugriff: 23.3.2026.

Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages (2025): EU-Beihilferechtliche Fragen zu Kapazitätsmechanismen, Sachstand, EU 6 – 3000 – 061/24, Deutscher Bundestag, Unterabteilung Europa, Fachbereich Europa, 23. Januar 2025.