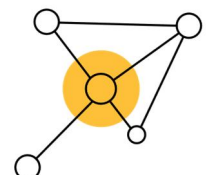
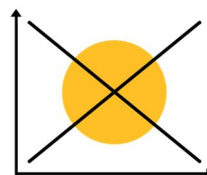
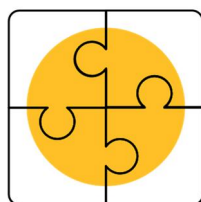
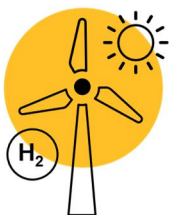


[EWI Policy Brief]

Back (-up) for good? Implikationen einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt

Mai 2025



Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Berit Hanna Czock

Jakob Junkermann

Dr. Lisa Just

Im Auftrag von:

Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge und Annette Becker bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund	4
2	Implikationen einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt	6
2.1	Statische Effekte	6
2.2	Dynamische Effekte	12
3	Fazit	14
	Literaturverzeichnis	16
	Abbildungsverzeichnis	17

1 Hintergrund

Neben den rund 82 GW gesicherter Kraftwerksleistung (BNetzA, 2025a), die derzeit am Strommarkt agieren, hält Deutschland rund 9 GW Reservekraftwerksleistung vor (BNetzA, 2024). In Deutschland gibt es aktuell zwei Arten von Kraftwerksreserven: die Netzreserve und die Kapazitätsreserve.

Die Netzreserve wird für den Redispatch, d.h. zur Behebung von Stromnetzengpässen genutzt. Stromnetzengpässe treten vor allem zwischen Nord- und Süddeutschland auf, wenn im Norden erzeugter Windstrom aufgrund von mangelnder Leitungskapazität nicht in den Süden, wo ein Großteil der Last angesiedelt ist, transportiert werden kann. Die Netzreserve besteht aus Kraftwerken, die zur Stilllegung angezeigt, aber aus netztechnischen Gründen als sicherheitsrelevant eingestuft wurden sowie aus ausländischen Kraftwerken, die zu diesem Zweck kontrahiert werden. Der Bedarf an Netzreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) jedes Jahr jeweils für den Winter, wo der Redispatchbedarf am höchsten ist, ermittelt. Für das Winterhalbjahr 2025/2026 wurde ein Bedarf von 6.493 MW ermittelt, wovon 5.149 MW durch inländische Kraftwerke und 1.344 MW durch ausländische Kraftwerke gedeckt werden (BNetzA, 2025b). Die Kraftwerke in der Netzreserve werden für ihre entstandenen Kosten für Vorhaltung und Einsatz entschädigt bzw. vergütet.

Die Kapazitätsreserve dient der langfristigen Sicherstellung der Stromversorgung und umfasst bis zu 2 GW. Im Gegensatz zur Netzreserve, die zumindest für den inländischen Teil aus zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken gespeist wird, wird die Kapazitätsreserve ausgeschrieben. Bisher waren die Ausschreibungen unterdeckt, aktuell sind nur ca. 1.205 MW als Kapazitätsreserve kontrahiert (BNetzA, 2025d).

Reservekraftwerke dienen somit aktuell der Behebung von Netzengpässen sowie der Sicherstellung von Versorgungssicherheit und werden auf Veranlassung der ÜNB situationsabhängig aktiviert. Der Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung sieht nun vor, Reservekraftwerke künftig auch zur „Stabilisierung und Reduzierung“ der Strompreise, also am Strommarkt, einzusetzen (CDU, CSU, SPD, 2025, Rn. 1077-1079). Hintergrund ist, dass insbesondere Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve oft niedrigere Grenzkosten haben als diejenigen Kraftwerke, die heute zu Spitzenpreisen preissetzend sind. Die Grundidee, Reservekraftwerke zur Dämpfung des Strompreises einzusetzen, ist nicht neu: Bereits im Jahr 2022 wurden im Zuge der Gaskrise Kohlekraftwerke vorübergehend wieder aktiviert. Diese Sonderregelung lief jedoch im April 2024 aus (EWI, 2024).

Allerdings bleibt der Koalitionsvertrag vage, wie genau die Marktrückkehr von Reservekraftwerken ausgestaltet werden soll: Welche und wie viele Reservekraftwerke sind gemeint, wie ist ihr Einsatz am Markt geregelt und wie wird mit den Markterlösen der aktuell über die Netzentgelte voll finanzierten Reservekraftwerke verfahren?

Die Rückführung von Reservekraftwerken an den Strommarkt hat sowohl in der kurzen Frist (statisch) wie auch in der langen Frist (dynamisch) Auswirkungen. In der kurzen Frist könnten neben der gewünschten Dämpfung der Börsenstrompreise ebenso potenzielle Rückwirkungen auf

den Redispatch entstehen. Durch die Umlage der Vorhaltekosten der Reserven und der Redispatchkosten auf die Netzentgelte wird damit implizit auch die Höhe der Netzentgelte beeinflusst. In der langen Frist müssen Auswirkungen auf Investitionsanreize für neue Kapazitäten bzw. die Wirtschaftlichkeit von existierenden Kapazitäten berücksichtigt werden.

Bei der Entscheidung über die Marktrückkehr von Reservekraftwerken und bei der genauen Ausgestaltung der Rückkehr müssen somit unterschiedliche potenzielle Implikationen beachtet und abgewogen werden.

Infobox 1: Hohe Strompreise – Marktmacht oder notwendiges Signal?

Der Strompreis entsteht an der Börse im „pay-as-cleared“-Verfahren: Kraftwerksbetreiber melden für jede Stunde Gebote aus Preis und Menge; sobald die Nachfrage gedeckt ist, bestimmt das teuerste noch angenommene Gebot den Marktpreis. Im perfekten Wettbewerb und bei genügend Kapazität am Markt entsprechen die Gebote der Kraftwerksbetreiber den kurzfristigen Grenzkosten der Anlagen – vor allem den Brennstoff- und CO₂-Kosten. Deshalb wird die Angebotskurve oft vereinfacht als Merit Order, d.h. Kraftwerkskapazitäten sortiert nach kurzfristigen Grenzkosten, dargestellt.

Hohe Strompreise entstehen in Situationen mit hoher Nachfrage bzw. hoher nicht durch Erneuerbare Energien gedeckter Last, wenn Kraftwerke mit hohen Grenzkosten eingesetzt werden müssen. Beispielsweise lagen im Jahr 2024 die Strompreise in insgesamt 41 Stunden bei über 300 EUR/MWh (BNetzA, 2025c), was in etwa den Grenzkosten der teuersten Ölkraftwerke entspricht. Solche Situationen mit hoher Nachfrage können Kraftwerksbetreibern die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht bieten: Betreiber von „pivotalen“, d.h. für die Deckung der Nachfrage unverzichtbaren Kraftwerken, halten Kapazität zurück und verknappen damit künstlich das Angebot oder rufen überhöhte Preise auf. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Angebotskurve steil ist und Kostenunterschiede zum nächsten Mitbewerber hoch sind (Ockenfels, 2007).

In der Praxis ist es jedoch schwierig abzugrenzen, ob hohe Preise aufgrund der Ausübung von Marktmacht auftreten oder effiziente Knappheitssignale („scarcity prices“) widerspiegeln. Denn hohe Preise signalisieren Knappheit bzw. dass zusätzliche flexible Kapazitäten – neue Spitzenlastkraftwerke, Speicher oder Nachfrageflexibilität – profitabel wären und schaffen damit Investitionsanreize für solche Kapazitäten. Da insbesondere Spitzenlastkraftwerke nur in wenigen Stunden laufen, können Spitzenpreise, die sie zur Refinanzierung benötigen, ihre kurzfristigen Grenzkosten um ein Vielfaches überschreiten und dementsprechend hoch ausfallen (Ockenfels, 2007).

Daraus ergibt sich ein politisches Spannungsfeld: Im Sinne des Verbraucherschutzes und zur Unterbindung der Ausübung von Marktmacht sollen überhöhte Strompreise verhindert werden, während gleichzeitig Investitionsanreize für neue Kapazitäten geschaffen werden müssen. Hierfür gilt es, hohe Strompreise „auszuhalten“ oder Investitionen anderweitig anzureizen, z.B. wie von der neuen Bundesregierung geplant, über Kapazitätsmechanismen.

2 Implikationen einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt

2.1 Statische Effekte

Der preisdämpfende Effekt ist abhängig von der Ausgestaltung

Bei einer Rückkehr von Reservekraftwerken an den Strommarkt wie im Koalitionsvertrag geplant, gibt es eine Reihe von Ausgestaltungsoptionen, die bestimmen, wie hoch der preissenkende Effekt ausfällt. Zunächst ist relevant, wie viel Kapazität dem Markt zur Verfügung gestellt wird. Des Weiteren ist entscheidend, wie sich die Reservekraftwerke in die Angebotskurve bzw. die Merit Order einsortieren. Für die Integration der Reserve in den Markt existieren grundsätzlich zwei alternative Ansätze: die marktliche Integration und die administrative Integration.

Bei der marktlichen Integration nimmt die aktivierte Reservekapazität über Gebote am regulären Strommarktgeschehen teil (z. B. im Day-Ahead- oder Intraday-Markt) und beeinflusst somit den Marktpreis entsprechend der Merit Order. Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen eine beispielhafte Merit Order basierend auf aktuellen Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur ohne Reservekraftwerke (oben) sowie mit Reservekraftwerken (unten) bei marktlicher (Abbildung 1) und administrativer (Abbildung 2) Integration. Dabei ist die Kraftwerkskapazität basierend auf Annahmen zu durchschnittlichen Verfügbarkeiten skaliert. Die Preise für Erdgas, Steinkohle und Öl betragen 45,16 EUR/MWh, 16,59 EUR/MWh und 86,87 EUR/MWh respektive. Der Preis für Emissionszertifikate beträgt laut Annahme 84,6 EUR/tCO₂.¹

In dieser statischen Betrachtung und unter der Annahme vollständigen Wettbewerbs zeigt sich, dass der Merit-Order-Effekt davon abhängt, welches Kraftwerk bei gegebener Residuallast vor und nach der Integration der Reserve preissetzend ist. In Abbildung 1 ist bei ca. 48 GW Residuallast ein Ölkraftwerk preissetzend. Werden durch den Einsatz der Reserve Ölkraftwerke aus dem Markt gedrängt, kann der größte Preis- bzw. Merit-Order-Effekt erzielt werden. Der Marktpreis würde in diesem Fall von den Grenzkosten eines Ölkraftwerkes auf die Grenzkosten eines Erdgaskraftwerks fallen. Voraussetzung ist, dass die Kapazität der Marktrückkehrer groß genug ist, diesen Verdrängungseffekt zu gewährleisten.

Bei der administrativen Integration hingegen legt der Regulator fest, zu welchem Preis die Reserve in den Markt bieten darf (Abbildung 2). Dadurch lässt sich der Preiseffekt stärker kontrollieren, zumindest, wenn die Reserve ausreichend groß und preissetzend ist. Der Merit-Order-Effekt entspräche in diesem Fall der Differenz zwischen dem ursprünglich preissetzenden Kraftwerk und dem festgelegten Gebotspreis für die Reservekraftwerke. Kraftwerke mit Grenzkosten oberhalb des festgelegten Preises würden aus dem Marktergebnis verdrängt und kämen folglich nicht mehr zum Einsatz. Dies wirkt sich langfristig auf ihre Wirtschaftlichkeit aus – die Implikationen werden in Kapitel 2.2 diskutiert.

¹ Es handelt sich um eine beispielhafte Darstellung der nationalen Angebotskurve ohne Importe und Speicher, die in der Realität dazu beitragen, Preisspitzen zu dämpfen. Die Angebotskurve steht als interaktives Exceltool (Merit-Order-Tool) unter <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-merit-order-tool-2023/> zum Download zur Verfügung und kann für eigene statische Analysen genutzt werden.

Der gesamte Preisdämpfungseffekt über eine bestimmte Zeit, hängt zusätzlich davon ab, wie oft die Reservekraftwerke am Markt zum Einsatz kommen und wie lange sie nach Aktivierung am Markt bleiben – also in wie vielen Stunden der Preiseffekt zu beobachten wäre. Dies wiederum wird durch den Auslösepreis, die Wahl des Referenzmarktes für den Auslösepreis sowie die Einsatzdauer beeinflusst.

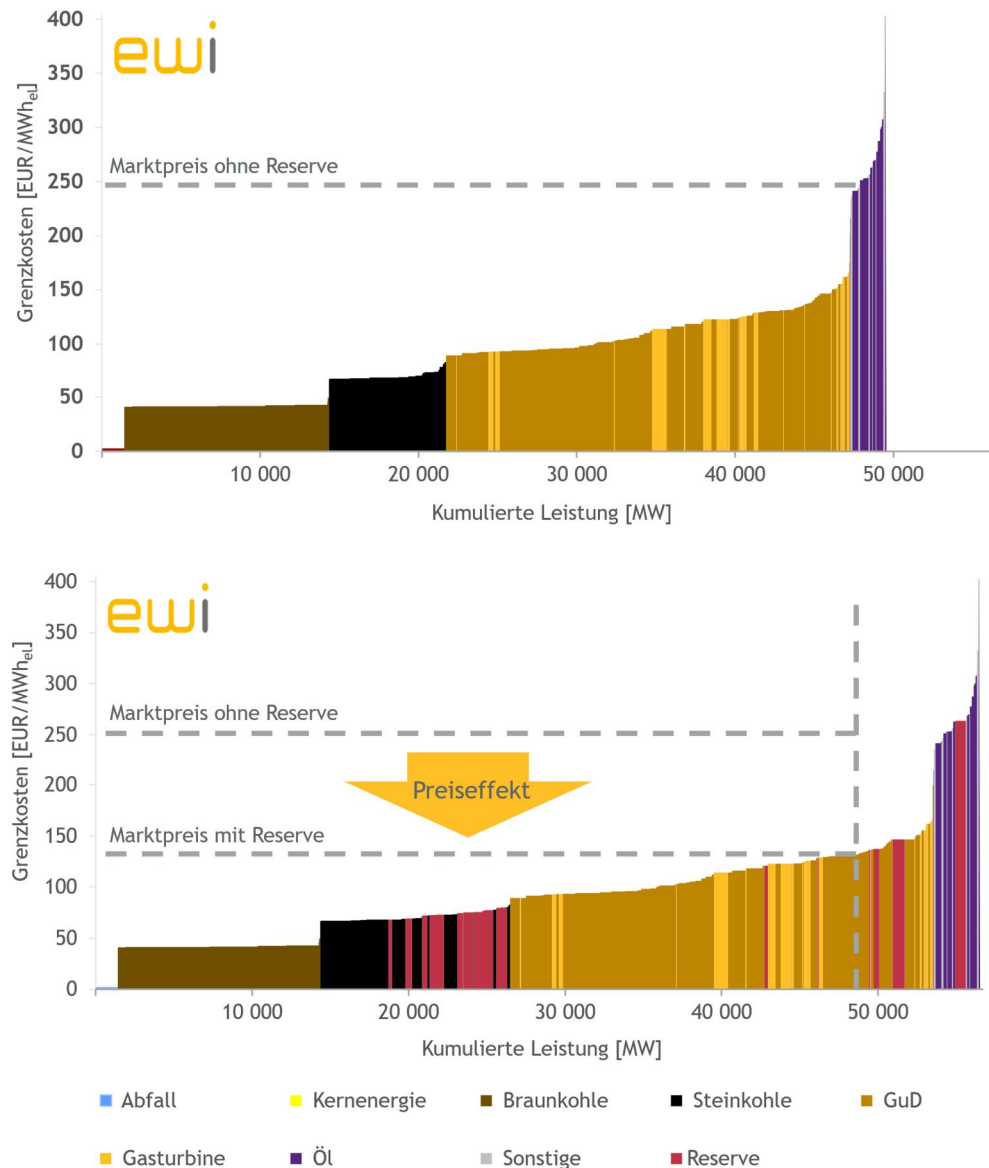


Abbildung 1: Marktliche Integration der Reservekapazität. Merit Order ohne (oben) und mit (unten) Reservekapazitäten und ca. 48 GW Residuallast.

Quellen: EWI (2024), BNetzA (2024), BNetzA (2025a)

Grundsätzlich ist denkbar, dass die Reservekraftwerke immer an den Markt bieten dürfen oder erst ab einem bestimmten Auslösepreis für die marktliche Nutzung freigegeben werden.

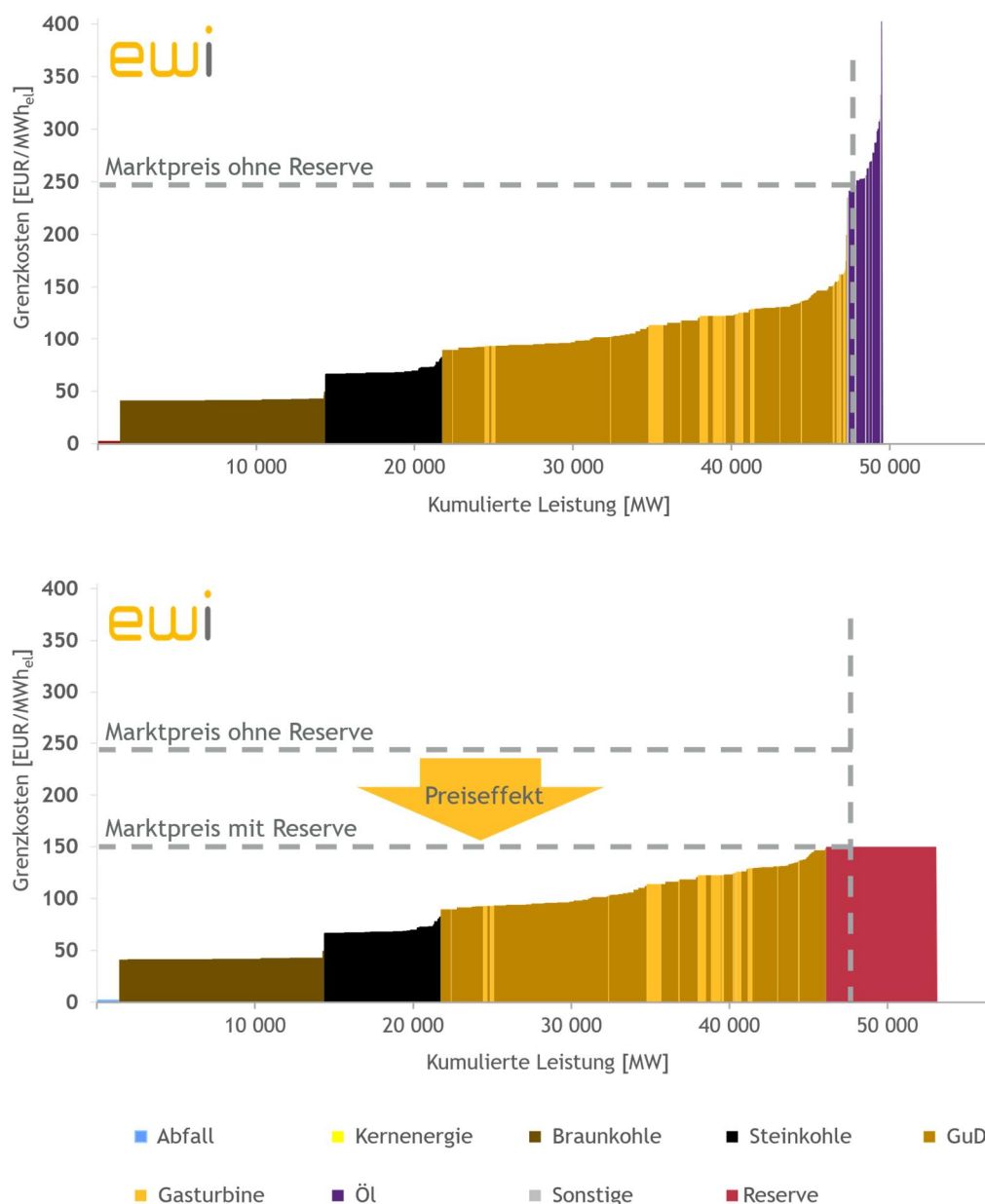


Abbildung 2: Administrative Integration der Reservekapazität. Merit Order ohne (oben) und mit (unten) Reservekapazitäten und ca. 48 GW Residuallast.

Quellen: EWI (2024), BNetzA (2024), BNetzA (2025a)

Bei der Wahl eines Auslösepreises muss abgewogen werden: Ein niedriger Auslösepreis führt in der kurzen Frist dazu, dass die Reservekraftwerke häufiger am Markt zum Einsatz kommen und somit in mehr Stunden die Preise senken können, während ein hoher Auslösepreis zu weniger Einsatz der Reservekapazitäten und Preissenkung führt. Der Auslösepreis ist dabei nicht gleichzusetzen mit dem Marktpreis, der sich nach der Marktteilnahme der Reservekapazitäten einstellt. Dieser ergibt sich bei gegebener Nachfrage aus den abgegebenen Geboten der Reserve- und Marktkraftwerke und kann im Ergebnis vom Auslösepreis abweichen. Grundsätzlich sollte der Auslösepreis gleich oder oberhalb der Grenzkosten der Reservekraftwerke liegen, damit diese im Marktergebnis gezogen werden. Zu beachten ist dabei, dass die Reservekapazitäten eine

heterogene Grenzkostenstruktur aufweisen, sodass ein nach Technologien differenzierter Auslösepreis sinnvoll sein könnte.²

Der Auslösepreis muss als Signal am Markt beobachtet werden. Als Referenzmarkt hierfür kommen entweder der Day-Ahead- oder der Intraday-Markt in Frage. Die Wahl des Referenzmarktes beinhaltet einen Trade-Off zwischen den technischen Hochlaufzeiten der Kraftwerke und der Genauigkeit der Bedarfsabschätzung. Eine frühzeitige Aktivierung, etwa basierend auf dem Day-Ahead-Preis vom Vortag, bietet eine längere Vorlaufzeit für die Einsatzplanung, birgt aber das Risiko von Fehlaktivierungen. Zwar gibt es eine Korrelation von Day-Ahead-Preisen aufeinanderfolgender Tage, jedoch bedeutet ein hoher Day-Ahead-Preis nicht zwingend, dass am nächsten Tag erneut ein hoher Preis auftritt. Werden Reservekraftwerke aktiviert und dann nicht genutzt, kommt es zu Mehrkosten für die Anfahrt der jeweiligen Kraftwerke. Diese Fehlaktivierung könnte man mit Nutzung eines kurzfristigeren Signals – im Extremfall des Intraday-Preises der letzten Viertelstunde – minimieren. Dies ist jedoch vor dem Hintergrund längerer Anfahrtszeiten problematisch.

Neben dem Auslösepreis und der Wahl des Referenzmarktes ist die Einsatzdauer, also der Zeitraum, den die Reserve nach Aktivierung am Markt verbleibt, relevant. Die Einsatzdauer der Reserve kann direkt an das Fortbestehen der Auslöse-Bedingung, d.h. an das Preisniveau, gekoppelt werden. Dies ist jedoch problematisch, da die Reserve selbst eine preisdämpfende Wirkung hat. Eine rein preisbasierte Deaktivierung der Reserve könnte somit zu ineffizient häufigem An- und Abfahren von Reservekraftwerken führen. Eine feste Mindesteinsatzdauer oder blockweise Aktivierung mindert dieses Problem, riskiert aber, dass die Reserve länger als nötig am Markt verbleibt.

Zusätzlich zu der Ausgestaltung der Marktrückkehr wird der Preiseffekt auch durch die Elastizität der Nachfrage beeinflusst. Ist die Nachfrage vollkommen unelastisch, wie in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt, ist der Preiseffekt am größten. Ist die Nachfrage elastisch, werden bei einer Ausweitung des Angebots mehr Gebote auf Nachfrageseite bezuschlagt und der Preiseffekt fällt entsprechend kleiner aus.³

Zusätzlich könnte auf der Nachfrageseite ein Anreiz zum Gaming bestehen, der den Preiseffekt hemmt: Wenn es eine Auslöseregeln mit Zeitversatz (z.B.: Day-Ahead Preis des Vortages löst Markteinsatz der Reserve am nächsten Tag aus) gibt, kann es sich lohnen, kurzfristig die Zahlungsbereitschaft bzw. die Nachfrage zu erhöhen, um eine Angebotsausweitung und damit niedrigere Strompreise zu einem späteren Zeitpunkt zu forcieren. Zu beachten ist, dass hierbei keine Marktmacht eingesetzt werden muss: Es genügt, ein entsprechend hohes Gebot von Nachfrageseite abzugeben, das bei der Markträumung zu einem Gebot der Angebotsseite zugeordnet wird. Dieser Anreiz zum Gaming besteht nicht, wenn Reservekraftwerke immer in den Markt bieten dürfen.

Auch auf Kraftwerksseite könnte es zum Gaming kommen. Hier ist sowohl die Eigentümerstruktur sowie die Position der Betreiber in der Angebotskurve, als auch die Möglichkeit mit der Reserve Gewinne zu erzielen, entscheidend. Wenn einzelne Betreiber sowohl pivotale Marktkraftwerke als auch Reservekraftwerke besitzen, könnten sie durch gezielte Preissetzung hohe Day-Ahead-

² Die Prämisse ist, dass am Markt eingesetzte Kraftwerke über die erzielten Erlöse mindestens ihre Grenzkosten decken sollen.

³ Es ist allerdings zu beachten, dass sich ceteris paribus hierbei die statische Wohlfahrt erhöht, denn mehr Gebote auf Nachfrageseite werden zu Preisen unterhalb bzw. in Höhe ihrer Zahlungsbereitschaft bedient.

Preise erzeugen und so dafür sorgen, dass Reservekapazitäten in den Markt bieten dürfen. Dieser Anreiz besteht nur, wenn die am Markt erzielten Erlöse bei den Betreibern der Reservekraftwerke verbleiben. Die Komplexität bezüglich der vollen Abschöpfung von Erlösen vor dem Hintergrund von Informationsasymmetrien zwischen Kraftwerksbetreibern und dem Regulator wird im Unterkapitel zu Markterlösen und der Vergütung für die Reservevorhaltung

diskutiert. Besitzen Kraftwerksbetreiber auch Kraftwerke, die durch den Einsatz der Reserve aus dem Marktergebnis gedrängt werden, sinkt der Anreiz durch Gaming für einen Einsatz der Reserve zu sorgen. Umgekehrt könnten Betreiber von Kraftwerken mit Grenzkosten über den Angebotskosten der Reservekraftwerke einen Anreiz haben, den Einsatz der Reservekraftwerke zu verhindern. Auch hier kommt es darauf an, ob sie selbst Reservekraftwerke besitzen bzw. wie gut Erlöse abgeschöpft werden können.

Insgesamt wird deutlich, dass eine Rückkehr der Reservekapazitäten an den Strommarkt einen preissenkenden Effekt haben kann, der Gesamteffekt jedoch von unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen wie Auslösepreis und Referenzmarkt sowie Einsatzdauer, aber auch von der Elastizität der Nachfrage und der Möglichkeit zum Gaming abhängt.

Redispatchkosten könnten bei marktlicher Nutzung von Reservekraftwerken ansteigen

Bei einer Rückkehr insbesondere der Netzreserve in den Strommarkt können Wechselwirkungen mit dem Redispatch und damit Auswirkungen auf die Redispatchkosten entstehen. Kraftwerke in

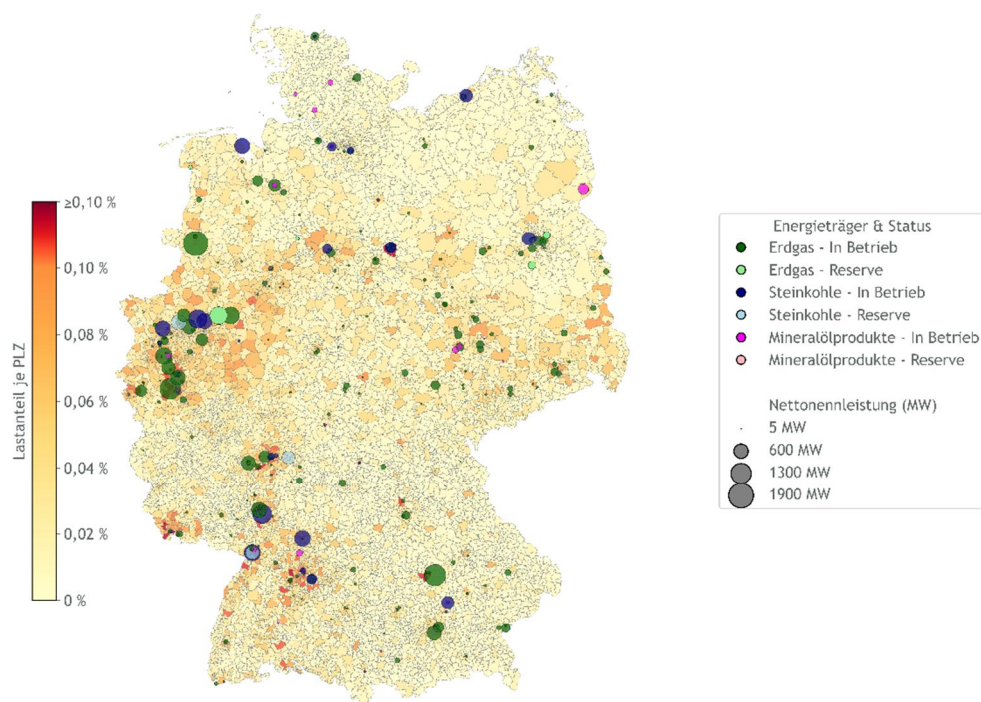


Abbildung 3: Verteilung konventioneller Kraftwerkskapazitäten

Quellen: eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2025e), EUROSTAT (2025)

der Netzreserve werden regelmäßig zum Redispatch, d.h. Einspeiserhöhung angefordert. Zwischen 2022 und 2024 wurden durch Abrufe im Redispatch im Mittel ca. 300 Vollaststunden

erreicht und ca. 10% des Bedarfs nach positivem Redispatch durch die Netzreserve erfüllt (BNetzA, 2025e; BNetzA & Bundeskartellamt, 2023).

Durch den Einsatz der Reservekraftwerke am Markt werden möglicherweise Erdgaskraftwerke aus dem Marktergebnis verdrängt (siehe Merit Order in Abbildung 1 und Abbildung 2). Wie in Abbildung 3 illustriert, stehen diese Erdgaskraftwerke oft in Süd- und Westdeutschland und erfüllen damit durch ihren lastnahen Standort⁴ auch eine netztechnische Funktion. Sind die Reservekraftwerke, die die Erdgaskraftwerke aus dem Marktergebnis verdrängen, netztechnisch schlechter gelegen, erhöht sich möglicherweise der Redispatchbedarf und damit die Redispatchkosten.

Ferner deckt die Netzreserve nur einen Teil des Redispatchbedarfs, d.h. es gibt Engpässe, die nicht durch den Einsatz der Netzreserve am Markt aufgelöst werden. Abbildung 4 illustriert monatliche Redispatchmengen (Einspeiseerhöhung) durch Reservekraftwerke sowie Erdgas-Marktkraftwerke und andere Marktkraftwerke zwischen Juli 2022 und Dezember 2024.

Selbst bei gleichbleibendem Redispatchbedarf (d.h. Reservekraftwerke liegen netztechnisch genauso „günstig“ wie verdrängte Erdgaskraftwerke) können die Redispatchkosten ansteigen, wenn der Redispatchbedarf über die nun am Markt agierenden Reservekapazitäten hinaus geht. Da die Kraftwerke aus der (Netz-)Reserve bereits aufgrund des Marktergebnisses Strom erzeugen, müssten zusätzliche Kraftwerke für den Redispatch herangezogen werden, die möglicherweise höhere Redispatchkosten aufweisen als die Kraftwerke der Netzreserve. Es ist sogar möglich, dass genau diejenigen Kraftwerke, die durch die Reserve aus dem Marktergebnis gedrängt werden, zum Redispatch herangezogen werden müssten. Somit käme es zu einer Umschichtung der Kosten zwischen Markt und Redispatch.

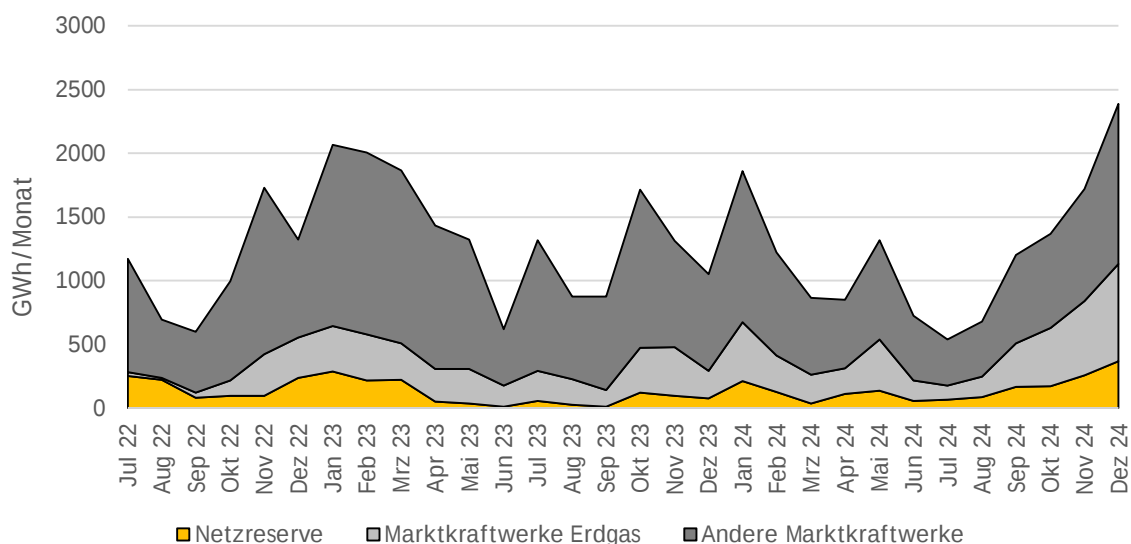


Abbildung 4: Redispatch mit Reserve- und Marktkraftwerken

Quelle: BNetzA (2025e)

⁴ Lastanteile geschätzt basierend auf Bevölkerungsdichte (Haushalte und Verkehr) und Bruttowertschöpfung (Industrie und Gewerbe) im Jahr 2021.

Der oben skizzierte Nachfrage-Effekt kann hier erschwerend wirken. Wenn die physische Nachfrage angesichts niedrigerer Preise oder aufgrund von Gaming steigt, kann sie je nach Verortung im Netz zusätzlichen Redispatchbedarf verursachen. Ob und in welcher Höhe zusätzliche Redispatchkosten verursacht werden, erfordert jedoch eine regionale Betrachtung der Kraftwerkseinsätze, Nachfragekurven und Lastflüsse.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass durch den Einsatz der Reservekraftwerke am Markt, Redispatchkosten potenziell steigen, was sich preisstärkend auf die Netzentgelte, über die der Redispatch finanziert wird, auswirkt.

Offene Fragen verbleiben bezüglich des Umgangs mit Markterlösen und der Vergütung für die Reservevorhaltung

Wie der Redispatch wird auch die Vergütung für die Vorhaltung der Reservekraftwerke über die Netzentgelte refinanziert. Bei einer Marktrückkehr der Reservekraftwerke muss entschieden werden, wie mit der Vergütung über die Netzentgelte und am Markt erzielten Erlösen verfahren wird. Grundsätzlich handelt es sich bei den Reservekraftwerken oftmals um Kraftwerke, die nicht mehr wirtschaftlich sind, sodass eine Weiterführung der Vergütung für die Vorhaltung auch bei marktlichem Einsatz unabdingbar scheint.⁵ Um Wettbewerbsverzerrung⁶ zu vermeiden, müssten eventuelle positive Deckungsbeiträge, die entstehen, wenn Kraftwerke mit höheren Grenzkosten als die Reservekraftwerke den Preis setzen, abgeschöpft werden oder mit der Vergütung der Netzreserve verrechnet werden. Gleichzeitig müssen etwaige Mehrkosten, z.B. durch Fehlaktivierung (Reservekapazitäten fahren aufgrund der Überschreitung des Auslösepreises hoch, werden dann aber laut Marktergebnis nicht eingesetzt) vergütet werden. Durch den vermehrten Einsatz der Reservekraftwerke könnten ohnehin bestehende Informationsasymmetrien zwischen Kraftwerksbetreibern und dem Regulator noch verstärkt werden. Denn insbesondere das Schätzen von Anfahrtkosten erfordert technisches Wissen über die jeweiligen Kraftwerke und Prozesse.

Insgesamt sollten durch den Markteinsatz die Kosten für die Reservevorhaltung sinken, wenn erzielte Deckungsbeiträge mit den Vorhaltungskosten verrechnet werden – dies hätte einen preissenkenden Effekt auf die Netzentgelte. In der Realität muss sichergestellt werden, dass Kraftwerksbetreiber Informationsasymmetrien nicht ausnutzen können, um zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften. Wie genau ein Abschöpfungsmechanismus oder eine Anpassung der Vergütung für die Reservevorhaltung aussehen könnte, ist jedoch offen.

2.2 Dynamische Effekte

Neben den Effekten auf Strompreise und Redispatchkosten bzw. Netzentgelte müssen auch dynamische Effekte, d.h. resultierende Investitionsanreize für neue Kapazitäten sowie die Wirtschaftlichkeit existierender Kapazitäten berücksichtigt werden.

⁵ Als im Zuge der Gaskrise Reservekraftwerke befristet an den Markt zurückgekehrt sind, wurden Vergütungen im Rahmen der Netzreserve weitestgehend ausgesetzt. Aufgrund hoher Gaspreise lagen die Strompreise und damit die zu erzielenden Erlöse und potenziellen Deckungsbeiträge jedoch deutlich über dem heutigen Niveau.

⁶ Während hier eine ökonomische Analyse vorgenommen wird, muss der Vorschlag subventionierte (über Netzentgelte finanzierte) Kapazitäten an den Markt zurückzuholen, ebenso einer beihilferechtlichen Prüfung unterzogen werden.

Investitionsanreize für neue Kraftwerke gefährdet

Eine Rückkehr der Netzreserve an den Strommarkt ist ein politisches Signal, dass hohe Strompreise nicht zugelassen werden. Grundsätzlich wird durch die Rückkehr der Netzreserve an den Strommarkt verhindert, dass Knappheitspreise aufgerufen werden. Knappheitspreise sind jedoch zur Refinanzierung neuer Kraftwerke und Flexibilitäten notwendig und setzen entsprechende Investitionsanreize (siehe Infobox 1). Alternativ können Investition, wie auch im Koalitionsvertrag vorgesehen, über einen Kapazitätsmechanismus angereizt werden.

Je nach Auslösepreis und Integrationsform (marktlich oder administrativ) fällt der Effekt auf marktgetriebene Investitionsanreize stärker oder schwächer aus. Bei sehr geringem Auslösepreis dämpft die Reserve systematisch Preise und schwächt Investitionsanreize und die Wirtschaftlichkeit von Erzeugung und Flexibilität. Umgekehrt erhält ein hoher Auslösepreis hohe Preise länger aufrecht, was Investitionsanreize und die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke stärkt.

Im Fall der administrativen Integration, bei der die Reservekraftwerke zu einem vorab festgelegten Gebotspreis in den Markt bieten, kann der Regulator durch Wahl dieses Preises die Investitionsanreize gestalten. Dabei führt ein höherer festgelegter Gebotspreis zu mehr Investitionsanreizen, entsprechend fällt aber auch der preissenkende Effekt geringer aus. Bei einem niedrigen Gebotspreis sinken Preise und dadurch auch Investitionsanreize stärker. Bei der marktlichen Integration ist die Angebotskurve und ihre Steigung ausschlaggebend für den Marktpreis und damit die Investitionsanreize.

Grundlegend muss bei der Bewertung der dynamischen Effekte einer Rückkehr der Reservekraftwerke an den Strommarkt beachtet werden, dass laut Koalitionsvertrag die Einführung eines Kapazitätsmechanismus geplant ist, der Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten und Flexibilität anreizen soll. Die nötigen Kapazitätsszahlungen sind dabei umso höher, je weniger Knappheitspreise bzw. Investitionsanreize aus dem Markt zugelassen werden.

Mangelnde Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke könnte zu Stilllegungsspirale führen

Neben Investitionsanreizen für neue Kraftwerke beeinflusst eine Rückkehr der Reserve an den Markt auch die Wirtschaftlichkeit existierender Kraftwerke. Werden Kraftwerke mit hohen Grenzkosten regelmäßig durch den Markteinsatz der Reserve aus dem Marktergebnis gedrängt, sind sie langfristig möglicherweise nicht mehr wirtschaftlich und werden von den Betreibern zur Stilllegung angezeigt. Wenn solche Kraftwerke an netztechnisch relevanten Standorten liegen, müssen sie in die Netzreserve überführt werden. Dies würde eine langfristige Verlagerung von Kosten aus dem Strommarkt in Richtung Netzentgelte bedeuten. Sind diese Kraftwerke nicht netztechnisch relevant, werden sie stillgelegt, sodass die Gesamtkapazität der Kraftwerke am Markt sinkt und es vermehrt zu Knappheitssituationen und damit potenziell höheren Strompreisen kommen kann. Damit würde der preisdämpfende Effekt langfristig ausgehebelt werden.

3 Fazit

Der Koalitionsvertrag sieht vor, Reservekraftwerke künftig wieder am Strommarkt einzusetzen, um Strompreise zu dämpfen. In der Tat könnte aufgrund des Merit-Order-Effekts eine Rückführung von Reservekraftwerken in den Markt dazu beitragen, Preisspitzen zu dämpfen. Allerdings sind bei der Entscheidung über die Marktrückkehr sowie bei der konkreten Ausgestaltung dieses Schrittes vielfältige potenzielle Implikationen zu berücksichtigen und gegeneinander abzuwägen. Grundsätzlich lassen sich die Auswirkungen einer solchen Maßnahme in statische und dynamische Effekte unterteilen:

Der preisdämpfende Effekt in der kurzen Frist (statisch) hängt stark von der konkreten Ausgestaltung der Marktrückkehr ab: etwa vom Angebotspreis der Reservekraftwerke, von der Höhe eines festgelegten Auslösepreises und der Wahl des Referenzmarktes für diesen, der maximalen Einsatzdauer der Reservekraftwerke und dem Umfang der zusätzlich am Markt verfügbaren Kapazitäten.

Darüber hinaus ergeben sich auch Auswirkungen auf die Netzentgelte. So könnte die Rückführung der Reservekapazitäten höhere Redispatchkosten verursachen – Kosten, die wiederum über die Netzentgelte getragen werden müssen. Gleichzeitig werden derzeit die Vorhaltungskosten der Reservekraftwerke über die Netzentgelte finanziert. Wenn die Reservekapazitäten Erlöse am Markt erzielen, könnten diese dazu beitragen, Netzentgelte zu senken. Dies setzt jedoch einen funktionierenden Mechanismus zur Abschöpfung positiver Deckungsbeiträge bzw. eine sachgerechte Verrechnung mit der Vergütung für die Kapazitätshaltung voraus. In der Gesamtbetrachtung ist der Nettoeffekt auf die Netzentgelte unklar und lässt sich aufgrund der offenen Fragen bezüglich der Vergütung schwer prognostizieren. Sollten die Netzentgelte steigen, würde dies den strompreissenkenden Effekt zumindest für einen Teil der Endverbraucher relativieren.

Langfristig, d.h. dynamisch, sendet die Rückführung der Reservekapazitäten an den Markt das politische Signal, dass hohe Strompreise nicht toleriert werden. Dies beeinflusst die Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten ebenso wie die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen. Im Extremfall könnte dies eine Abwärtsspirale auslösen: Werden für bestehende Kraftwerke keine ausreichenden Erlöse mehr erzielt, könnten diese gezwungen sein, den Markt vollständig zu verlassen oder in die Reserve zu wechseln, wenn sie netztechnisch relevant sind. Darüber hinaus bestehen potenzielle Wechselwirkungen mit einem in der Zukunft möglicherweise eingeführten Kapazitätsmarkt, die in der politischen und wirtschaftlichen Bewertung mitbedacht werden müssen.

Sowohl statische als auch dynamische Effekte einer Rückführung von Reservekapazitäten an den Strommarkt sind vielschichtig und teilweise gegenläufig. Bei der Bewertung des Vorschlags hinsichtlich der Systemeffizienz muss beachtet werden, dass es sich bei Reservekraftwerken um Kraftwerke handelt, die aus mangelnder Wirtschaftlichkeit zur Stilllegung angezeigt wurden. Unter Annahme eines funktionierenden Strommarkts mit perfektem Wettbewerb haben diese Kraftwerke daher im Marktergebnis keinen Platz und ihr Einsatz ist nicht effizient. Politisch wurde jedoch beschlossen diese Kraftwerke als Reserven vorzuhalten. Unter der Prämisse, dass die

Reserve ohnehin vorgehalten wird, kann ihr Einsatz am Markt in der kurzen Frist grundsätzlich effizienzsteigernd wirken, da gebundenes Kapital kostensenkend eingesetzt wird. Die kostensenkende Wirkung tritt jedoch nur ein, wenn durch den Markteinsatz keine neuen Ineffizienzen entstehen. Ineffizienzen können etwa durch Informationsasymmetrien zwischen Regulator und Kraftwerksbetreibern bei der Verrechnung von Markterlösen und Vergütung für die Vorhaltung oder durch Gaming hervorgerufen werden. Außerdem kann je nach netztechnischer Verortung der Reservekraftwerke zusätzlicher Redispatchbedarf zu Ineffizienz führen. In der langen Frist überwiegen Ineffizienzen, da durch die Integration der Reservekapazitäten notwendige Investitionsanreize am Markt ausgehebelt werden – hier kommt es darauf an, ob ein noch einzuführender und auszugestaltender Kapazitätsmechanismus diese Ineffizienz beheben kann.

Insgesamt gilt es, den gewünschten Effekt – eine nachhaltige Senkung der Strompreise – sorgfältig gegen mögliche „Nebenwirkungen“ abzuwiegen. Offene Fragen und damit einhergehender weiterer Analyse- und Forschungsbedarf verbleiben vor allem bezüglich potenzieller Ineffizienzen beim Mechanismus zur Verteilung von Markterlösen, aber auch im Hinblick auf die Auswirkungen auf Redispatchkosten und langfristige Marktsignale.

Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt (2023). Monitoringbericht 2023.

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Bundesnetzagentur (2024). Kraftwerkliste. (Stand: 21. November 2024).

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>

Bundesnetzagentur (2025a). Einheitenübersicht. Marktstammdatenregister. Abgerufen am 6. Mai 2025,

<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenebersicht>

Bundesnetzagentur (2025b). Bericht. VERSORGUNGSSICHERHEIT STROM. Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 sowie den Betrachtungszeitraum April 2027 bis März 2028.

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/Netzreservebedarf_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2025c). Bewertung der aktuellen Großhandelsstrompreise. Abgerufen am 6. Mai 2025,

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/Strompreis/start.html>

Bundesnetzagentur (2025d). Kapazitätsreserve. Abgerufen am 6. Mai 2025, von

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>

Bundesnetzagentur (2025e). SMARD. Strom. Redispatch mit Reservekraftwerken. Abgerufen am 6. Mai 2025, <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/213360>

CDU, CSU, SPD (2025). Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Abgerufen am 8. Mai 2025, von

<https://www.koalitionsvertrag2025.de/>

EUROSTAT (2025). Rural Development Database. Abgerufen am 8. Mai 2025, von

<https://ec.europa.eu/eurostat/web/rural-development/database>

EWI (2024). Entwicklung der konventionellen Kraftwerksleistung am deutschen Strommarkt.

<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/entwicklung-der-konventionellen-kraftwerkskapazitaeten-am-deutschen-strommarkt/>

Ockenfels, Axel (2007). Strombörse und Marktmacht. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg. Heft 5. https://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/Presse/Stromboerse_und_Marktmacht.pdf

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Marktliche Integration der Reservekapazität. Merit Order ohne (oben) und mit (unten) Reservekapazitäten und ca. 48 GW Residuallast.....	7
Abbildung 2: Administrative Integration der Reservekapazität. Merit Order ohne (oben) und mit (unten) Reservekapazitäten und ca. 48 GW Residuallast.....	8
Abbildung 3: Verteilung konventioneller Kraftwerkskapazitäten	10
Abbildung 4: Redispatch mit Reserve- und Marktkraftwerken.....	11