

GENERATION ADEQUACY AUF DEM DEUTSCHEN STROMMARKT

Eine Studie im Auftrag von GE Power

14. NOVEMBER 2022

Dr. Christoph Gatzen

Director

christoph.gatzen@frontier-economics.com

Christoph Nodop

Consultant

christoph.nodop@frontier-economics.com



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Generation Adequacy weiterhin vorhanden?	9
System Adequacy des deutschen Stromsystems zunehmend unter Druck	9
Bereits heute können Black- und Brownouts nicht mehr gänzlich ausgeschlossen werden	9
Steuerbare und flexible Erzeugungskapazitäten sind der Schlüssel zur Gewährleistung der Generation Adequacy	11
Mittel- und langfristig werden zusätzliche thermische Kapazitäten benötigt	13
Mittelfristig werden bis zu 42 GW an zusätzlichen thermischen Kapazitäten benötigt	13
Langfristig werden bis zu 88 GW an zusätzlichen thermischen Kapazitäten benötigt	14
Notwendige Investitionen in den Ersatz oder in die Nachrüstung bestehender Gaskraftwerke	14
Unsicheres Marktumfeld erschwert Investitionsentscheidungen	16
Vergütung: Wenig Klarheit bzgl. Einnahmequellen für Backup-Kapazitäten	17
Preisrisiken: Möglicher Gebotszonensplit, verfügbare Hedgingoptionen unklar	24
Brennstoffe: Verfügbarkeit von Inputs ungewiss	28
Genehmigungsverfahren: Langwierige Verfahren bremsen Investitionen	31
Politisches Risiko: Entwertungen von Anlagevermögen	33
Drei mögliche Marktdesigns zur Förderung von Investitionen in Backup-Kapazitäten	37
Empfehlungen zur Förderung von Investitionen in Backup-Kapazitäten	46
Klare Spielregeln für die Teilnahme am europäischen und deutschen Strommarkt	46
Klare Vergütungsmechanismen	48
Gesicherte Verfügbarkeit von Infrastruktur und Brennstoffen	50

Zusammenfassung

Die Stilllegung bestehender Kraftwerke, die zunehmende Variabilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die rapide steigende Stromnachfrage stellen das deutsche Stromsystem vor große Herausforderungen. Ein zentrales Element ist die sog. „*Generation Adequacy*“ (die Angemessenheit der Kapazitätsbilanz auf der Erzeugungsseite zur sicheren und kosteneffizienten Energieversorgung). In einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem mit hohen Anteilen an volatiler Erzeugung wird die ausreichende Verfügbarkeit zuverlässiger **Backup-Kapazitäten mit hoher gesicherter Leistung von hoher Bedeutung** sein. Diese können in Zeiten von Nachfragespitzen und/oder geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien zuverlässig Strom liefern.

Ziel dieser Studie ist es, sowohl den dringenden Bedarf an Backup-Kapazitäten aufzuzeigen, als auch die Haupthindernisse für Investoren in ebensolche Backup-Kapazitäten herauszuarbeiten und Empfehlungen zum Erreichen einer angemessenen Stromerzeugung auf dem deutschen Strommarkt zu geben.



Wir kommen zu dem Schluss, dass die **dringend benötigten Backup-Kapazitäten** in Deutschland zu großen Teilen auch aus **thermischen Kraftwerken** bestehen werden, die **Kapazität, Flexibilität** und (langfristig) **kohlenstoffneutrale** Stromerzeugung bieten können. Die Schätzungen für den Bedarf an zusätzlichen thermischen Kraftwerkskapazitäten zusätzlich zu Stromspeicheroptionen (Batterien, Pumpspeicher) und Demand Side Management (DSM) variieren je nach Szenario für das zukünftige Stromsystem in Deutschland zwischen **14 bis 42 GW bis 2030/2035** und **26 bis 88 GW bis 2045/2050**. Aktuell befinden sich weniger als 4 GW an thermischer Kapazität im Bau bzw. in konkreter Planung. Dies verdeutlicht, dass viel getan werden muss, um die rechtzeitige Verfügbarkeit dringend benötigter thermischer Kraftwerksanlagen sicherzustellen. Während Stromspeicheroptionen und DSM wertvolle Beiträge liefern können, kürzere Knappheitsperioden von einigen Stunden zu überbrücken, sind Backup-Kraftwerke dringend zusätzlich erforderlich, um eine zuverlässige Stromversorgung in Zeiten tage- oder gar wochenlanger geringer Verfügbarkeiten von EE-Strom aus Wind und Sonne zu ermöglichen.

Gegenwärtig erschwert es ein äußerst unsicheres Marktumfeld, dass informierte Investitionsentscheidungen wirklich getroffen werden. Um die Unsicherheit für potenzielle Investoren zu verringern, müssen **Regulierungsbehörden und politische Entscheidungsträger Klarheit über die folgenden drei Aspekte schaffen:**

1. Die **Spielregeln** im zukünftigen europäischen und deutschen Strommarkt.
2. Den **Vergütungsmechanismus** für flexible Erzeugungstechnologien.
3. Die Verfügbarkeit von **Infrastruktur** und **Brennstoffen**.



Die aktuelle Energiekrise hat zahlreiche Debatten über das zukünftige Strommarktdesign in Europa und Deutschland angestoßen. Insbesondere das Infragestellen des Merit-Order-Prinzips seitens der Europäischen Kommission im September 2022 und der damit verbundenen Ankündigung einer grundlegenden Reform des europäischen Strommarktes hat zu einer hohen Unsicherheit über die Spielregeln geführt, die Marktteilnehmer im zukünftigen deutschen Strommarkt zu beachten haben werden. Dies macht fundierte Investitionsentscheidungen derzeit nahezu unmöglich. Es muss also schnellstmöglich Klarheit geschaffen werden, wie das künftige Strommarktdesign aussehen soll. Dabei sollten insbesondere folgende Aspekte sichergestellt werden:

- **Ein Marktmechanismus mit einem funktionierenden Preissignal muss beibehalten werden.** Die notwendigen Mengen an Backup-Kapazitäten lassen sich nicht einfach ableiten, sondern hängen von zahlreichen Entwicklungen in unserem Energiesystem und darüber hinaus ab. Eine starre staatliche Mengenplanung ist nicht immer in der Lage, eine effiziente Menge an benötigten Kapazitäten fristgerecht bereitzustellen. Theoretisch ist es deshalb vorzuziehen, die **benötigten Mengen durch Marktmechanismen bestimmen zu lassen**. Dies erfordert jedoch neben einem hohen Maß an Markttransparenz auch die Akzeptanz von Preisspitzen sowie klar definierte Verantwortlichkeiten (es kann keine Freibriefe (*free lunches*) geben, z. B. für die Bilanzkreisverantwortlichen). Die notwendige Vorlaufzeit für den Zubau von Kapazitäten kann die Wirksamkeit eines reinen „Spot“-Energiepreissignals in Frage stellen. Daher werden zusätzlich transparente und liquide Terminmärkte benötigt, um frühzeitig Preissignale zu senden. Preissignale könnten theoretisch auch anderweitig Jahre im Voraus „gesendet“ werden, z. B. durch staatlich vorgeschriebene Anforderungen an die Angemessenheit der Stromerzeugung (*state-mandated generation adequacy requirements*) für Stromversorgungsunternehmen wie in einigen US-Bundesstaaten oder für andere Bilanzkreisverantwortliche.¹
- **Technologieoffenheit** ist entscheidend, um technologische Innovationen für die Entwicklung von effizienten zukünftigen Lösungen zu ermöglichen. Wir werden eine Vielzahl von Technologien benötigen, um sowohl die Versorgungssicherheit als auch die rechtzeitige Dekarbonisierung des Energiesystems gewährleisten zu können (z. B. mit synthetischem Erdgas (SNG), Biomethan oder Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke, ggf. auch mit fossilem Erdgas inkl. CCU/CCS).
- Die im EEG 2023 vorgesehenen **neuen Förderregime für Wasserstoffkraftwerke** (Sprinter- und Kombianlagen) sind erste Maßnahmen, um Anreize für Investitionen in steuerbare mit Wasserstoff betriebene Kapazitäten zu schaffen. Jedoch bleiben aktuell noch viele Fragen zur Verfügbarkeit von Wasserstoff und dessen Kosten offen, was ein Risiko für Investoren in Backup-Kraftwerke darstellt. Es werden klare und transparente Teilnahmebedingungen für die Förderregime benötigt, um effiziente Marktergebnisse, basierend auf klaren Zielvorgaben (Klima, Versorgungssicherheit) und einem angemessenen CO₂-Preis zu ermöglichen. In jedem Fall müssen sie sorgfältig, aber eben auch schnell konzipiert werden. Aus folgenden zwei Gründen

¹ Lessons Learnt aus anderen Strommärkten können nicht einfach auf den deutschen Fall übertragen werden, sondern sollten vielmehr als Fallstudien für die weitere Bewertung betrachtet werden. Änderungen in der Funktionsweise eines Marktes müssen sich in das gesamte Marktdesign einfügen, das sich zwischen den einzelnen Strommärkten erheblich unterscheiden kann.

werden sie sich von den bestehenden Förderregimen und Reserveprodukten unterscheiden: Erstens werden die Wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen im Rahmen der neuen Förderregime im Gegensatz zu den bestehenden Reserveprodukten (d. h. Netzreserve, Kapazitätsreserve) höchstwahrscheinlich nicht an der Teilnahme an den Strommärkten gehindert (d. h. sie werden höchstwahrscheinlich keinem Vermarktungsverbot unterliegen). Zweitens zielen die neuen Subventionen, anders als die bestehenden Förderregelungen für erneuerbare Energien, auf steuerbare Kraftwerke ab. Als Backup-Kapazitäten auf dem Strommarkt werden sie in Stunden mit geringer EE-Strom-Einspeisung benötigt – also die Stunden, in denen auch andere (nicht geförderte) Erzeugungs-/Flexibilitätsoptionen wie (andere) Wasserstoffturbinen, DSM, Importe, Pumpspeicher und Batterien zum Zug kommen müssen, um ihre Kosten decken zu können. Somit werden die neuen Regime den Wettbewerb auf dem Strommarkt direkt beeinträchtigen. Darüber hinaus muss klar sein, dass der zu erarbeitende Vorschlag für die geplante Förderung der Sprinter- und Kombikraftwerke das Risiko volatiler Brennstoffpreise (z. B. für grünen Wasserstoff) berücksichtigen sollte – einem Risiko dem andere EEG Kraftwerke wie Wind on/offshore und PV-Anlagen nicht ausgesetzt sind, das aber dann in der Ausgestaltung der Förderung für Sprinterkraftwerke mitberücksichtigt werden muss.

- **Lokale Knappheit muss sichtbar sein.** Um die Knappheit lokaler Erzeugungs- oder Übertragungskapazitäten in bestimmten Regionen (z. B. in Süddeutschland) aufzuzeigen, sind lokale Signale unerlässlich. Hier sollten alternative Gebotszonenkonfigurationen, wie sie derzeit im Rahmen der Überprüfung der Gebotszonen durch ACER diskutiert und analysiert werden, ebenso in Betracht gezogen werden wie andere Optionen (standortbezogene Netzentgelte oder standortbezogene Signale als Teil des Auktionsdesigns).
- Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die **Gebotszonen groß genug bleiben, um liquide Märkte zu schaffen**, die Hedgingstrategien ermöglichen. Außerdem sollen Investitionsentscheidungen nicht unter ständiger Unsicherheit über die Neuordnung der Gebotszonen getroffen werden. Sobald eine Entscheidung bzgl. einer möglichen Gebotszonenumstrukturierung getroffen ist, sollten die (neuen) Gebotszonen stabil gehalten werden, um Investoren Planungssicherheit zu geben.



Politische Entscheidungsträger müssen so bald wie möglich Klarheit über **den geplanten Vergütungsmechanismus für Backup-Kapazitäten** schaffen. Grundsätzlich sollten **alle** von der **Backup-Kapazitäten** erbrachten **Leistungen** bezahlt werden, d. h. es sollte eine faire Vergütung für (a) die Stromerzeugung, (b) die Kapazitätsverfügbarkeit und (c) die erbrachten Systemdienstleistungen geben.

- Backup-Kapazitäten werden nur während einer begrenzten Anzahl von Stunden Strom erzeugen. Es gilt sicherzustellen, dass die Preise nicht (z. B. durch die viel diskutierten Preisobergrenzen) verzerrt werden, sondern vielmehr **ausreichend Renten ermöglichen**. Das bedeutet, dass Preisspitzen in Kauf genommen werden müssen. Außerdem muss so schnell wie möglich Klarheit darüber herrschen, wie die von der Europäischen Kommission angekündigten tiefgreifenden Reformen des Stromsystems, die auf das Merit-Order-Prinzip abzielen, aussehen sollen. Die im Non-Paper der Europäischen Kommission von Ende Oktober 2022 beschriebenen, bisher nur grob skizzierten Konzepte wie CfDs für inframarginale Erzeugungstechnologien oder

ein Fördermechanismus auf EU-Ebene nach iberischem Vorbild lassen aktuell keine wirkliche Investitionsplanung zu.

- Allein die Verfügbarkeit von zuverlässiger und flexibler Erzeugungskapazität ist wichtig, um die variable EE-Erzeugung zu ergänzen und sollte daher vergütet werden. **Design und Form eines Kapazitätsvergütungselements müssen klar sein.** Sie können entweder vom Staat/Regulierer in Form hoch standardisierter Kapazitätsprodukten organisiert oder über den Markt in Form von „Versicherungsprodukten“ sozusagen „bottom up“ aufgebaut werden. Ex-ante ist keiner der Ansätze systematisch vorzuziehen – marktbasierende Versicherungsprodukte sind hinsichtlich Volumen, Produktdefinition und Preisstruktur flexibler, während standardisierte Produkte wesentlich transparenter sind. Damit Versicherungsprodukte eine Rolle spielen können, muss es eine glaubwürdige Pönale für Bilanzkreisverantwortliche für den Fall geben, dass Erzeugung und Last nicht ausgeglichen sind. Es darf keine Freibriefe (*free lunches*) (z. B. in Form staatlicher Rettungsprogramme) geben, da andernfalls niemand in solche Versicherungsprodukte investieren würde. Unabhängig davon, welcher Ansatz gewählt wird, ist es äußerst wichtig, durch liquide und transparente Terminpreise bereits Jahre im Voraus entsprechende Preissignale zu setzen, um Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten ausreichend zu unterstützen. Ein Mittelweg zwischen Versicherungsprodukten ohne staatlich organisierte Mengenvorgaben und einem zentralisierten Kapazitätsmarkt könnte die Einführung staatlich vorgeschriebener Anforderungen an die Angemessenheit der Stromerzeugung für Stromversorgungsunternehmen oder den Bilanzkreisverantwortlichen sein (sog. *state-mandated generation adequacy requirements*). Solche Anforderungen könnten mehrjährige Beschaffungsverpflichtungen erzeugen. Dies würde Anreize für bilaterale Erzeugungsverträge schaffen, die auch eine Vergütung für Backup-Kapazitäten ermöglichen, deren Errichtung auf der Grundlage der Einnahmen aus dem Energiemarkt allein unwirtschaftlich sein könnten. Während in einem Energy-only-Markt die Idee darin besteht, durch die (glaubwürdige) „Gefahr“ eines hohen Energiepreises in Knappheitssituationen Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zu schaffen, in Backup-Kapazitäten zu investieren (jeder Bilanzkreisverantwortliche „übersetzt“ die Gefahr/ das Risiko in eine individuelle Strategie für die Beschaffung von Backup-Kapazitäten²), bestimmen die staatlich vorgeschriebenen Beschaffungsverpflichtungen bereits die Menge an Kapazitäten, die ein einzelner Bilanzkreisverantwortlicher zu beschaffen hat. Der Vorteil der staatlich vorgeschriebenen Beschaffung besteht darin, dass sie transparenter ist und das angestrebte Kapazitätsniveau wahrscheinlich erreicht wird. Der Nachteil ist ein viel komplexeres System, das eingerichtet und überwacht werden muss. Bei beiden Optionen kann der Markt entscheiden, welche Backup-Ressourcen am wirtschaftlichsten zu beschaffen sind. Der Weg der staatlichen Beschaffungsverpflichtungen würde jedoch ein grundlegend anderes Marktdesign in Deutschland und Europa erfordern (d. h. regionale Versorgungspools oder ein Single-Buyer-

² Die Bilanzkreisverantwortlichen oder das Versorgungsunternehmen können entscheiden, wie sie die erforderlichen Backup-Kapazitäten beschaffen: Sie können selbst in die Erzeugung investieren, Optionen mit einem festen Basispreis (EUR/MW) und einem ex-ante festgelegten Bezugspreis (EUR/MWh) von anderen Backup-Kapazitätsinhabern erwerben oder PPA mit einem garantierten Profil kaufen (in diesem Fall muss der PPA-Verkäufer das Profil mit seinen eigenen Vermögenswerten absichern und die Kapazitätskosten als Teil des PPA-Preises in EUR/MWh „abschöpfen“).

Modell³⁾ und/oder komplexe Regeln zur Bestimmung des effizienten Verpflichtungsniveaus für Bilanzkreisverantwortliche.⁴

- **Systemdienstleistungen sind ein Schlüsselfaktor zur Sicherung der Netzstabilität und müssen fair vergütet werden.** Vorhersehbare und faire Zahlungen in Form marktbasierter Zahlungen (z. B. für die Frequenzregelung) oder auch durch regulierte Vergütungshöhen (z. B. Blindleistung für die Spannungsregelung) können bei Investitionsentscheidungen in flexible Kraftwerke eine entscheidende Rolle spielen. Wo Investitionen in Produkte der Momentanreserve ("rotierende Massen") aus Systemsicht erforderlich sind, sollte diese erbrachte „Leistung“ auch vergütet werden.⁵



Zudem muss eine schlanke und effiziente Regulierung sicherstellen, dass die zeitlichen Verfügbarkeiten der erforderlichen Infrastrukturen für die Strom- bzw. Wasserstoffherzeugung und -übertragung aufeinander abgestimmt sind. Auch sind klare und schnelle Zulassungs- und Genehmigungsverfahren für Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen erforderlich. Eine ausreichende Bereitstellung von Brennstoffen erfordert außerdem ein klares und zuverlässiges Zertifizierungssystem für klimaneutrale Brennstoffe und die Möglichkeit, langfristige Verpflichtungen einzugehen. Daneben muss der Zugang zu den Kapitalmärkten für alle Marktteilnehmer klar geregelt sein. Spezielle Single-Buyer-Modelle wie die deutsche Hint.Co als Intermediär, der Teile des Mengenrisikos übernimmt, sind vielversprechend und könnten auch das Zertifizierungsrisiko deutlich senken. Hint.Co sollte zügig umgesetzt werden, wobei fehlende Details rund um das Programm so schnell wie möglich geklärt werden sollten. Des Weiteren sollte Hint.Co als Langfristmaßnahme etabliert werden, welches die Investitionsplanung für Kraftwerksinvestoren vereinfachen. Darüber hinaus gilt es, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der EU-Taxonomie schnellstmöglich zu klären und sie an die Verfügbarkeit von Kraftstoffen anzupassen.

³ Die Höhe der Verpflichtungen muss für jeden Bilanzkreisverantwortlichen festgelegt werden. Es müssen Regeln für die Prognose und den Wechsel von Kunden zu anderen Bilanzkreisverantwortlichen aufgestellt werden und es müssen „Kapazitätskredite“ für bestimmte Kapazitätsarten definiert werden, die zur Erfüllung der Verpflichtungen geeignet sind.

⁴ Theoretisch führt das optimale Verpflichtungsniveau zu einem effizienten Gleichgewicht zwischen „angemessener Stromerzeugung“ (*generation adequacy*) und Kosteneffizienz für das gesamte System, wobei die Ungewissheit der künftigen Entwicklungen berücksichtigt wird. Für weitere Einzelheiten siehe S. 38

⁵ Es kann angeführt werden, dass "rotierende Massen" automatisch mit jeder Turbine verbunden sind (und nicht von der Erzeugungsinvestition getrennt werden können). Zwar trifft dies zu, sobald eine Turbinenanlage gebaut wurde, doch kann es bei der Investitionsentscheidung einen Unterschied machen, d. h. wenn es verschiedenen Investitionsoptionen mit rotierenden Massen (d. h. unter Einbeziehung einer Turbine) und ohne rotierende Massen (d. h. PV, Batterie) gibt.

Generation Adequacy weiterhin vorhanden?

Das deutsche Ziel der Klimaneutralität bis 2045 stellt hohe Anforderungen an das Energiesystem der Zukunft. Die Energiewende zur Dekarbonisierung unserer Volkswirtschaft wird die Elektrifizierung von Sektoren wie Mobilität, Wärme und Industrie beschleunigen und den Strombedarf drastisch erhöhen. Dem jüngsten *Netzentwicklungsplan 2037/2045* der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zufolge **wird sich der Bruttostrombedarf bis 2045 mindestens verdoppeln**, von 530 TWh im Jahr 2020 auf 1.080-1.300 TWh, je nach Elektrifizierungsgrad.⁶ Der überwiegende Teil der Nachfrage wird durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden, was **die Variabilität des erzeugten Stroms massiv erhöhen** wird. Die meisten erneuerbaren Energiequellen sind nicht permanent abrufbar. In Zeiten mit wenig Wind und Sonne wird die Stromerzeugung begrenzt sein.

System Adequacy des deutschen Stromsystems zunehmend unter Druck

Die steigende Stromnachfrage in Kombination mit der variablen Stromerzeugung setzt die **System Adequacy** (d. h. die Angemessenheit des Stromsystems) in Deutschland unter hohen Druck. Angemessenheit meint die Fähigkeit des Stromsystems, die Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt zu decken. Politische Entscheidungsträger müssen sicherstellen, dass die System Adequacy in einem zukünftigen dekarbonisierten und dezentralisierten Stromsystem gewährleistet bleibt. Dazu muss sowohl die **Transmission Adequacy** (d. h. die Fähigkeit, den aus dem Standort des Verbrauchs und der Erzeugung resultierenden Stromfluss zu steuern) als auch die **Generation Adequacy** (d. h. die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen) aufrechterhalten werden. Netzausbau und zusätzliche Erzeugungskapazitäten sind dringend erforderlich.

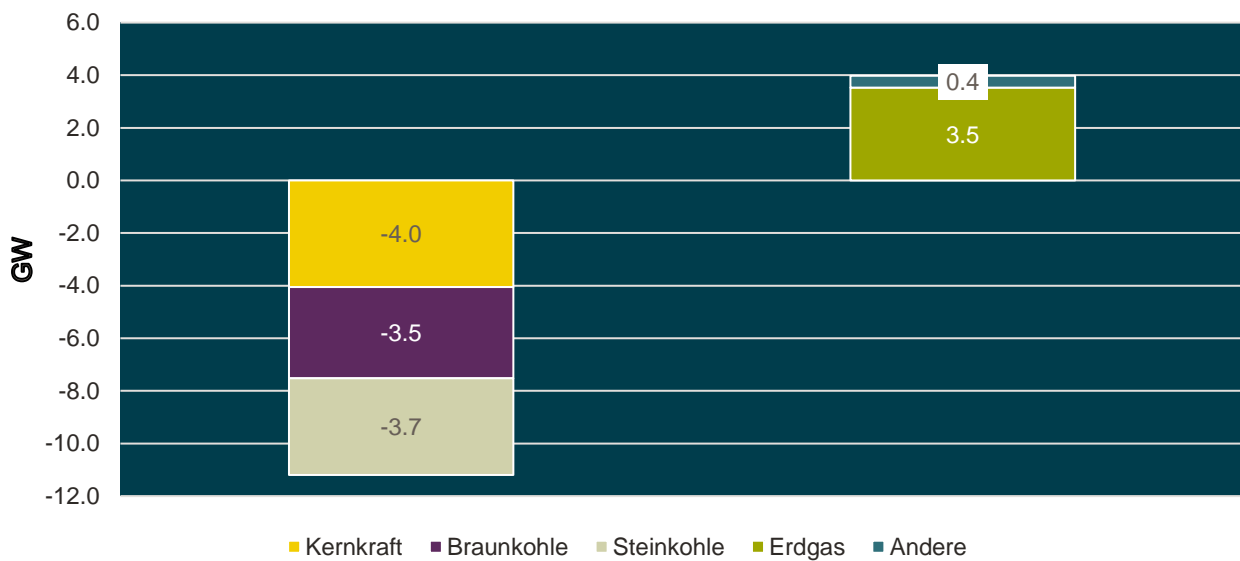
Bereits heute können Black- und Brownouts nicht mehr gänzlich ausgeschlossen werden

Während zusätzliche Erzeugungskapazitäten zur Deckung des steigenden Strombedarfs dringend benötigt werden, hat Deutschland den Ausstieg aus der Kernenergie (zunächst bis Ende 2022, jetzt leicht verschoben auf den 15. April 2023) sowie aus der Braun- und Steinkohle (bis spätestens 2038) beschlossen. Dies hat insbesondere die garantierte gesicherte Erzeugungskapazität, d. h. die zuverlässig für die Versorgung der Last zur Verfügung stehende Erzeugung, bereits erheblich reduziert und wird die Generation Adequacy in den kommenden Jahren weiter verschlechtern (**Abbildung 1**). **Schon heute kann die Versorgungssicherheit in Deutschland nicht mehr vollständig durch nationale Erzeugungskapazitäten gewährleistet werden.** Im Jahr 2020 ermittelten die deutschen ÜNB eine Kapazitätslücke zwischen 1,5 GW (ohne vorgeschriebenen Kohleausstieg) und 7,2 GW (mit vorgeschriebenem Kohleausstieg) für 2022 und stellten fest, dass Deutschland in Zeiten geringer Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien zunehmend auf Importe

⁶ [Netzentwicklungsplan 2037/2045](#) (2023)

aus Nachbarländern angewiesen sein würde.⁷ Ein gewisses Maß an Abhängigkeit von Nachbarländern innerhalb der EU kann akzeptabel sein, da man von den Effizienzgewinnen des Binnenmarktes profitiert. Dies muss jedoch in enger Abstimmung und unter Berücksichtigung der entsprechenden Ausgleichseffekte und Netzbeschränkungen erfolgen. Extremere Situationen wie ein kalter Winter in Europa und/oder eine geringe Verfügbarkeit von Wasser- oder Kernkraftwerken in Europa müssen einkalkuliert werden. Wenn andere Länder vor ähnlichen Herausforderungen stehen, wird in Europa weniger überschüssiger Strom zur Verfügung stehen, der in Zeiten hoher Nachfrage und geringer EE-Erzeugung nach Deutschland importiert werden kann.

Abbildung 1 Erwartete Stilllegungen und Zubau von flexiblen Kraftwerken bis 2025



Quelle: Frontier Economics auf der Grundlage der BNetzA (2022): Veröffentlichungen Zu- und Rückbau Stand 05.2022

Hinweis: „Andere“ umfasst Speicher, Batterien und Öl

In den vergangenen Monaten hat sich die Situation weiter verschärft: Der russische Krieg gegen die Ukraine, die Dürre im Sommer, niedrige Flusspegel und die Nichtverfügbarkeit eines großen Teils der französischen Nuklearflotte haben zu einer schweren Energiekrise mit Knappheit auf den Strom- und Gasmärkten geführt. Mit der Genehmigung, dass Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke aus den jeweiligen Reserven vorübergehend wieder auf den Markt kommen können, und mit der geringfügigen Verschiebung der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke hat die deutsche Bundesregierung Maßnahmen ergriffen, um die Situation auf dem Strommarkt zu entspannen.⁸ Dennoch können die deutschen Übertragungsnetzbetreiber nach dem jüngsten Stresstest des Stromsystems stündliche Krisensituationen im Stromsystem im Winter 2022/2023 nicht mehr gänzlich ausschließen.⁹ Sie drängen darauf, alle Möglichkeiten zur Erhöhung der Stromerzeugungs- und Transportkapazitäten auszuschöpfen. Sollten all diese Maßnahmen nicht ausreichen, müssen als

⁷ [Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022](#) (2020)

⁸ [Ersatzkraftwerke-Bereitstellungsgesetz](#) (2022)

⁹ [Sonderanalysen Winter 2022/2023](#) (2022)

letztes Mittel zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit Exporte eingeschränkt und/oder Großverbraucher vorübergehend abgeschaltet werden. Die Gefahr von Brown- oder gar Blackouts hat ein alarmierendes Ausmaß erreicht.

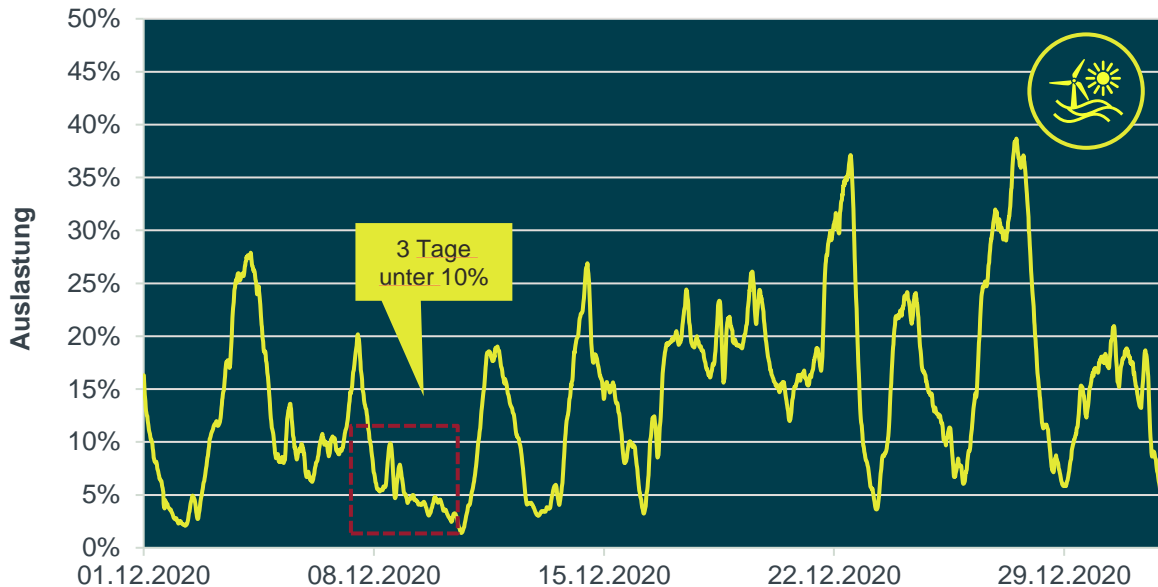
Steuerbare und flexible Erzeugungskapazitäten sind der Schlüssel zur Gewährleistung der Generation Adequacy

Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, muss die deutsche Generation Adequacy verbessert werden durch

- Erhöhung der EE-Erzeugungskapazität,
- Erhöhung der Gesamtflexibilität von Angebot und Nachfrage und
- Hinzufügen steuerbarer und flexibler Erzeugungskapazitäten.

Strom aus erneuerbaren Energien wird die Schlüsselkomponente des zukünftigen dekarbonisierten Stromsystems in Deutschland darstellen. Entsprechend müssen die EE-Kapazitäten deutlich erhöht werden. Dies spiegelt sich auch in der jüngsten Novelle des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) wider, die höhere Ausbauziele für Wind und Photovoltaik (PV) vorsieht. Die durch den höheren Anteil an erneuerbaren Energien bedingte größere **Variabilität der** Stromerzeugung im System macht es jedoch erforderlich, das Stromsystem mit ausreichend flexiblen Ressourcen wie Energiespeichern oder Instrumenten zur Nachfragesteuerung auszustatten. Flexible Ressourcen erlauben eine schnelle Anpassung von Nachfrage und Angebot und erhöhen die Flexibilität des Systems. Allerdings sind die Kosten für flexible Ressourcen im Allgemeinen hoch. Viele DSM-Optionen oder Speicher (z. B. Batterien oder Pumpspeicher) können nur einige Stunden der Angebotsknappheit überbrücken, indem sie die gespeicherte Energie zur Deckung der Nachfrage in windschwachen und sonnenarmen Stunden nutzen. Die Wetterdaten zeigen jedoch, dass es auf nationaler oder europäischer Ebene zu tagelangen oder sogar wochenlangen Perioden mit geringem Angebot aus Windkraft- oder PV-Anlagen kommen kann, wie es zum Beispiel in Deutschland im Dezember 2020 der Fall war (**Abbildung 2**). Deshalb werden zusätzliche **steuerbare und flexible Erzeugungskapazitäten** benötigt, die in Zeiten von Nachfragespitzen zur Verfügung stehen und ein angemessenes Niveau der Stromerzeugung aufrechterhalten können, das in einem Industrieland, in dem Industrie und Bürger eine umfassende Verfügbarkeit von Strom erwarten, erforderlich ist.

Abbildung 2 Auslastung der PV- und Windkraftkapazitäten in Deutschland, Dezember 2020



Quelle: Frontier Economics basierend auf Bundesnetzagentur | SMARD.de

Durch den mandatierte Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohle bleiben thermische Gaskraftwerke die wahrscheinlichste Technologie, um mittel- und langfristig Backup-Kapazitäten bereitzustellen. Dies steht auch im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung, wonach Erdgas für eine Übergangszeit bis zur großflächigen Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen (wie grünem Wasserstoff) unverzichtbar sein wird.¹⁰

In den folgenden Abschnitten werden wir zunächst die voraussichtliche Menge an zusätzlichen thermischen Kraftwerken beschreiben, die mittel- und langfristig benötigt werden, um sowohl die Versorgungssicherheit als auch die Dekarbonisierungsziele in Deutschland zu gewährleisten. Anschließend stellen wir verschiedenen Herausforderungen vor, mit denen Investoren in thermische Kraftwerke im derzeit unsicheren Marktumfeld konfrontiert sind, bevor wir Empfehlungen zur Verbesserung zentraler Aspekte zum Beanreizen von Investitionen in dringend benötigte Backup-Kapazitäten formulieren.

¹⁰ [Koalitionsvertrag](#) (2021), S. 59

Mittel- und langfristig werden zusätzliche thermische Kapazitäten benötigt

Saubere thermische Kraftwerke werden in einem dekarbonisierten Stromsystem unverzichtbar bleiben, um eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zu gewährleisten. Diverse Studien haben kosteneffiziente Mengen an mittel- und langfristig benötigten zusätzlichen thermischen Kapazitäten modelliert. Sie gehen alle von einem weitgehend dekarbonisierten Stromsystem bis 2030/2035 und einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem bis 2045/2050 aus, unterscheiden sich aber in Bezug auf andere Annahmen wie den Elektrifizierungsgraden in Sektoren wie Mobilität, Wärme und Industrie, Annahmen zu den Kosten für erneuerbare Energien, Wasserstoff, Energiespeichersysteme, DSM und thermische Anlagen, Internektorkapazitäten für den Stromaustausch mit Nachbarländern sowie politische Interventionen wie den Kohleausstieg, den beabsichtigten Autonomiegrad von Nachbarländern usw. Die Schätzungen weichen daher teils erheblich voneinander ab, stellen aber die beste verfügbare Grundlage für die benötigten thermischen Kapazitäten dar.

Mittelfristig werden bis zu 42 GW an zusätzlichen thermischen Kapazitäten benötigt

Bis 2030/2035 schätzen die diversen Studien den Bedarf an zusätzlich zu installierender thermischer Kapazität in Deutschland zwischen 14-42 GW (**Abbildung 3**).

Agora (2022) modelliert einen klimaneutralen Strommarkt für Deutschland bis 2035, für den zusätzlich zur heute verfügbaren Kapazität von 32 GW noch 14 GW an Gaskraftwerken bis 2030 und 29 GW bis 2035 benötigt werden.¹¹ Die Modellierungsergebnisse von GE (2022) zeigen, dass der Bedarf an neuen thermischen Kraftwerken in Deutschland bis 2030 in einem Szenario mit hohem Nachfrageanstieg durch Elektrifizierung bei 39 GW liegen könnte. EWI (2021) geht von einem Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 aus und schätzt den Bedarf an zusätzlichen Gaskraftwerken im Jahr 2030 auf 15 bis 19 GW, abhängig von der Rentabilität und dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung.¹² BCG (2021) geht davon aus, dass der Kohleausstieg, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, bereits 2030 abgeschlossen sein wird. Dies würde eine frühere Stilllegung von 17 GW Braun- und Steinkohlekapazität gegenüber dem Ausstieg bis 2038 bedeuten. Darüber hinaus kommt die BCG zu einem erhöhten Bedarf an gesicherter Leistung von insgesamt 101 GW bis 2030. Daraus ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf von 42 GW an Gaskraftwerken bis 2030.¹³

Mit der jüngsten Vereinbarung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimapolitik (BMWK) und RWE, die letzten drei Braunkohlekraftwerke von RWE (in Summe ca. 3 GW) bereits bis 2030 stillzulegen, wurde ein vorgezogener Kohleausstieg bis 2030 bereits eingeleitet.¹⁴ Es ist daher

¹¹ [Agora](#) (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035

¹² [EWI](#) (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Gutachterbericht, Oktober 2021

¹³ [BCG](#) (2021): Klimapfade 2.0

¹⁴ [BMWK](#) (2022): Pressemitteilung zum beschleunigten Kohleausstieg 2030 im Rheinischen Revier

sehr viel wahrscheinlicher, dass die mittelfristig benötigte garantierte Kapazität in Form von thermischen Kraftwerken eher im oberen Bereich (d. h. zwischen 26-42 GW) als im unteren Bereich (d. h. 14-25 GW) der obigen Schätzungen liegen wird.

Langfristig werden bis zu 88 GW an zusätzlichen thermischen Kapazitäten benötigt

Langfristig sind sogar noch mehr zusätzliche Wärmekapazitäten erforderlich, um das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung zu erreichen (**Abbildung 3**). Die Schätzungen schwanken zwischen 26 GW (Wasserstoffscenario von Fraunhofer (2021)¹⁵) und 88 GW (Elektrifizierungsszenario von Dena (2018)¹⁶). Alle anderen Studien ordnen sich dazwischen ein. Die große Spanne zeigt die hohe Unsicherheit bezüglich des zukünftigen Stromsystems. In jedem Fall wird jedoch ein großer Zubau an thermischer Erzeugungskapazität erforderlich sein.

Notwendige Investitionen in den Ersatz oder in die Nachrüstung bestehender Gaskraftwerke

Neben Investitionen in den Kapazitätsausbau müssen auch große Investitionen getätigt werden, um den bestehenden Gaskraftwerkspark entweder zu ersetzen oder nachzurüsten. Die heute installierte Kapazität von 32 GW ist in die Jahre gekommen, im Durchschnitt liegt ihr Alter bereits bei 33 Jahren.¹⁷ Diese Investitionen müssen zusätzlich zu den neuen thermischen Kapazitäten berücksichtigt werden.

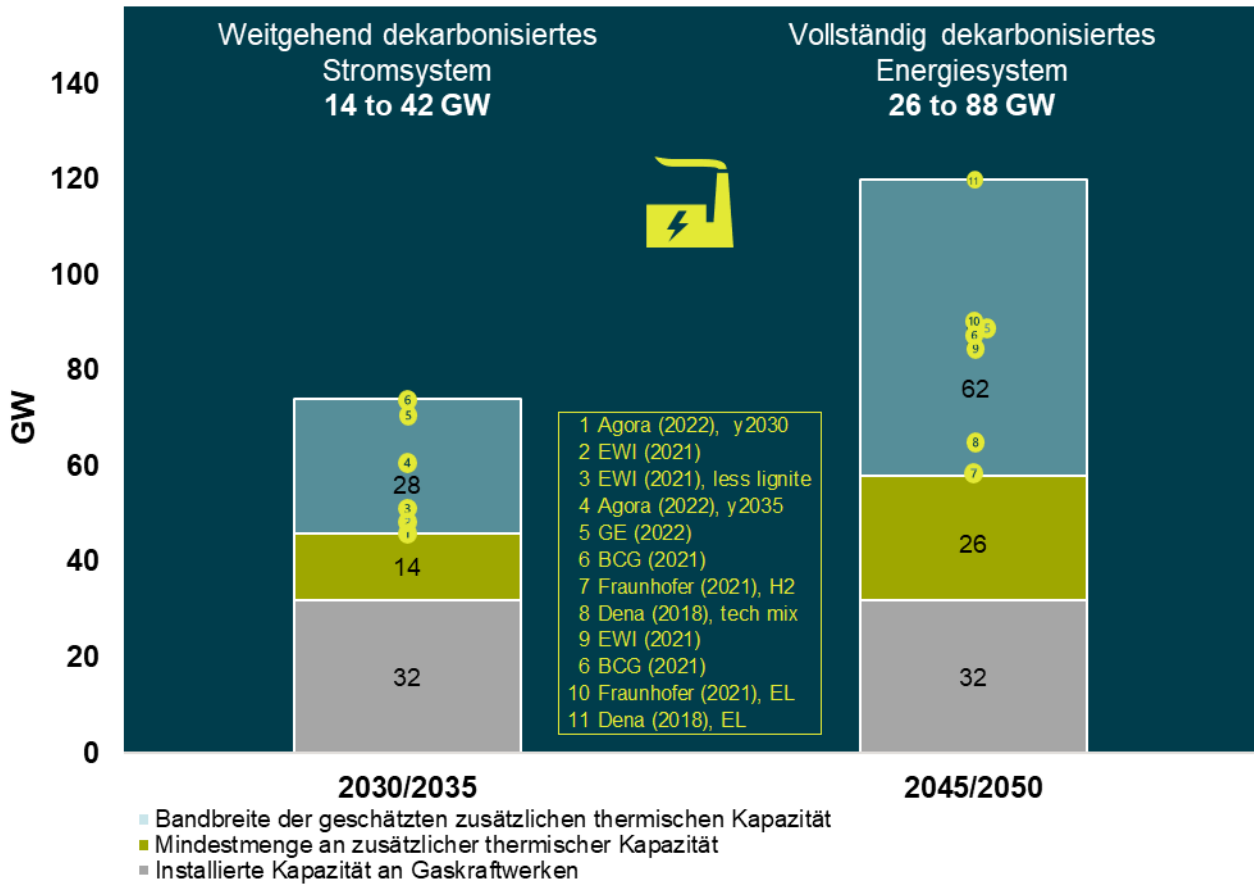
Die Rahmenbedingungen müssen so gesetzt werden, dass ein langjähriger rentabler Betrieb von thermischen Erzeugungskapazitäten von bis zu 120 GW möglich ist. Eine gewaltige Aufgabe für politische Entscheidungsträger.

¹⁵ [Fraunhofer ISI](#) (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

¹⁶ [Dena](#) (2018): Leitstudie - Integrierte Energiewende

¹⁷ [BNetzA](#) (2022): Kraftwerkliste Stand 31.05.2022

Abbildung 3 Thermische Erzeugungskapazität bis 2030/2035 und 2045/2050

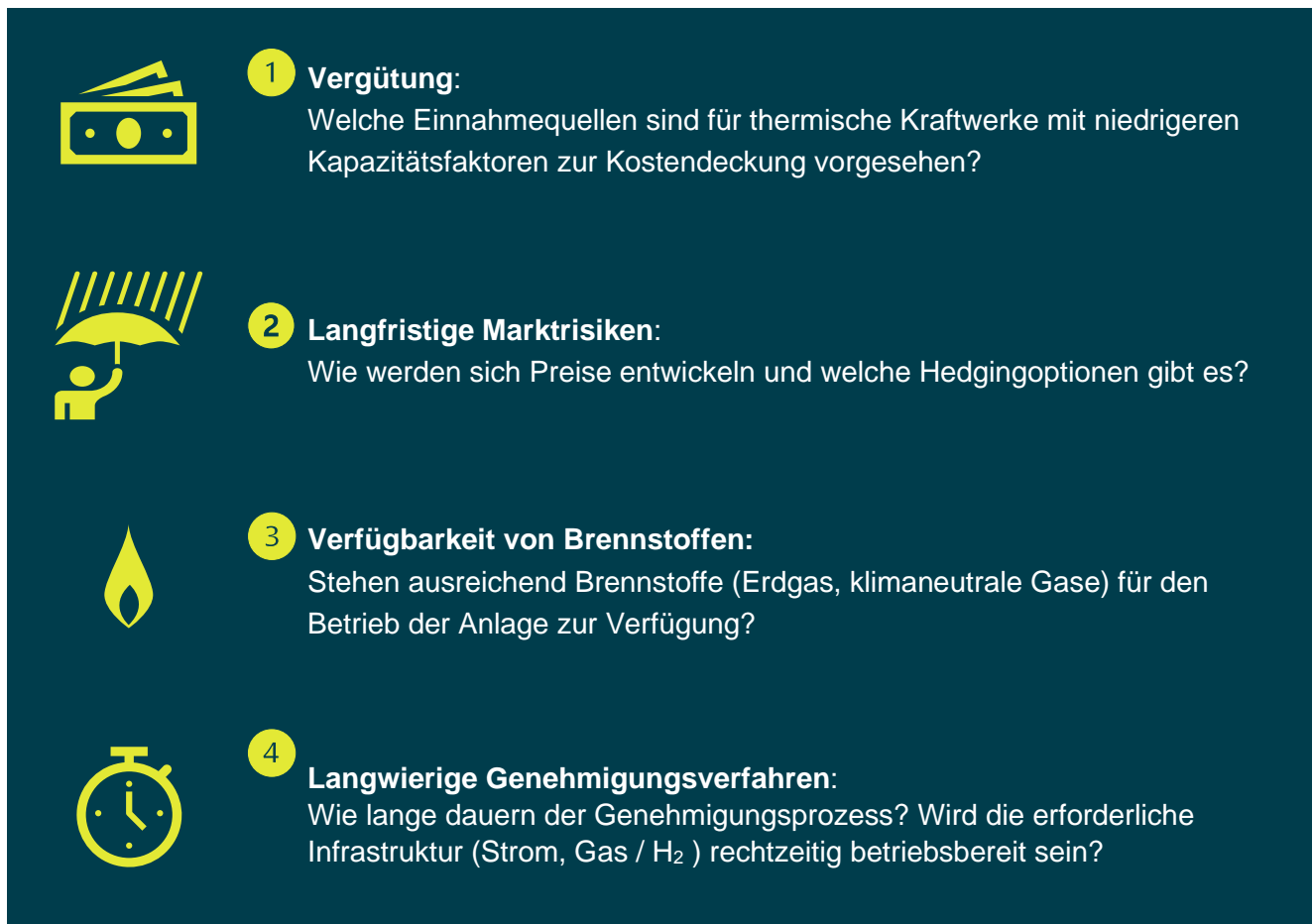


Quelle: Frontier Economics auf der Grundlage von Daten aus den gelisteten Studien und der BNetzA


Unsicheres Marktumfeld erschwert Investitionsentscheidungen


Die Kapazitäten rechtzeitig dem Markt zur Verfügung zu stellen, ist ein schwieriges Unterfangen, das nur im Rahmen eines geeigneten Strommarktdesigns gewährleistet werden kann, das Investitionsentscheidungen in thermische Kraftwerke erleichtert. Um ein adäquates Investitionsniveau in thermische Kraftwerke zu erreichen, muss der Regulierungsrahmen angemessen und transparent sein – andernfalls werden sich Investitionen in thermische Backup-Kapazitäten nicht lohnen und die Versorgungssicherheit in Deutschland bleibt gefährdet. Das derzeitige Investitionsumfeld ist äußerst unsicher und sorgt für ein zögerliches Handeln bei Investoren. Im Jahr 2021 wurden der Bundesnetzagentur nur 3,6 GW an Gaskraftwerksprojekten (geplant oder im Bau) gemeldet¹⁸ (**Abbildung 1**). Es muss viel getan werden, um die notwendigen Investitionen für die Aufrechterhaltung der Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten.


Insbesondere die folgenden **Aspekte** führen zu Unsicherheiten, die die Investitionsentscheidungen erschweren:




The infographic is a dark teal rectangle containing four numbered items. Each item has a yellow icon to its left and a text block to its right. The icons are: 1. A stack of money, 2. A person holding an umbrella, 3. A flame, 4. A stopwatch.

- 

1 Vergütung:
Welche Einnahmequellen sind für thermische Kraftwerke mit niedrigeren Kapazitätsfaktoren zur Kostendeckung vorgesehen?
- 

2 Langfristige Marktrisiken:
Wie werden sich Preise entwickeln und welche Hedgingoptionen gibt es?
- 

3 Verfügbarkeit von Brennstoffen:
Stehen ausreichend Brennstoffe (Erdgas, klimaneutrale Gase) für den Betrieb der Anlage zur Verfügung?
- 

4 Langwierige Genehmigungsverfahren:
Wie lange dauern der Genehmigungsprozess? Wird die erforderliche Infrastruktur (Strom, Gas / H₂) rechtzeitig betriebsbereit sein?

¹⁸ [Bundesnetzagentur](#) (2022): Monitoringbericht 2021



5 Politische Risiken für Kraftwerkseigentümer:

Wird es weitere politische Maßnahmen geben, die die steuerbaren Erzeugungsanlagen entwerten werden? Wenn ja, wird es irgendeine Form der Entschädigung geben?

In den folgenden Abschnitten werden die Herausforderungen, mit denen sich Investoren in thermische Kraftwerke konfrontiert sehen, im Detail erläutert und mögliche Optionen zur Verringerung der Investitionsrisiken aufgezeigt.



Vergütung: Wenig Klarheit bzgl. Einnahmequellen für Backup-Kapazitäten

Thermische Kraftwerke werden dringend als **steuerbare und flexible Erzeugungskapazitäten** benötigt, die in Zeiten von Nachfragespitzen zur Verfügung stehen und die Generation Adequacy aufrechterhalten können. Gleichzeitig wird die Anzahl der Stunden, in denen sie benötigt werden, mit einem zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen abnehmen. Investitionen in Wärmekraftwerke sind jedoch kapitalintensiv und müssen ausreichende Einnahmen aus zuverlässigen Einnahmequellen generieren, um nicht nur die kurzfristigen Grenzkosten, sondern auch die Investitions- und fixen O&M-Kosten zu decken.

Im Allgemeinen gibt es **drei mögliche** Einnahmequellen für thermische Kraftwerke:



Energiepreismechanismus:

Erlöse aus dem Verkauf von Strom auf den Strommärkten (in €/MWh)



Kapazitätspreismechanismus:

Erlöse für die reine Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität (in €/MW)



Preismechanismen für Systemdienstleistungen:

Erlöse für die Erbringung von Netzstabilitätsdienstleistungen (in €/MWh und/oder €/MW)

Im deutschen Stromsystem werden Erlöse überwiegend durch den Verkauf des erzeugten Stroms auf den Strommärkten (dem sogenannten Energy-only-Markt (EoM)) erzielt. Kapazitätsmechanismen (CRM) beschränken sich auf Instrumente der strategischen Reserve, dem Sicherheitsnetz des EoM zur Sicherstellung der Generation Adequacy. Anlagen, die Teil der strategischen Reserve sind, können nicht am EoM teilnehmen (sog. *Vermarktungsverbot*) und werden nur in Notsituationen mit sehr knappem Stromangebot eingesetzt. Dies bedeutet, dass die strategische Reserve nicht in den Preisbildungsmechanismus des EoM eingreift. Darüber hinaus können Anlagen, die im EoM betrieben werden, an den Auktionen der Regulenergienmärkte teilnehmen, um Netzstabilitätsdienste

zu erbringen. Hier finden sich Elemente sowohl der Energievergütung als auch der Kapazitätsvergütung.

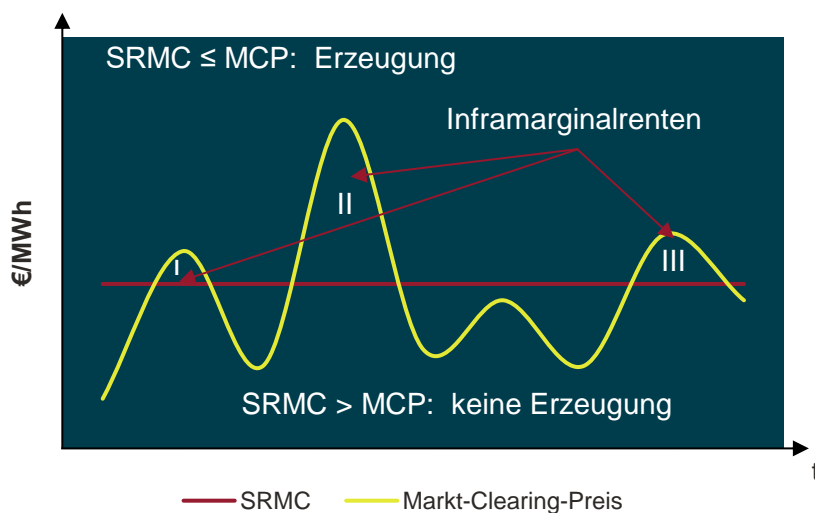
In allen drei Fällen besteht Unsicherheit darüber, wie sich die jeweiligen Erlösmöglichkeiten in Deutschland in den kommenden Jahren entwickeln werden. Dies erschwert die Planung von Business Cases für neue thermische Kraftwerke.

Im Folgenden werden wir die Unsicherheiten in den jeweiligen Fällen beschreiben und drei mögliche Ansätze zur Gewährleistung ausreichender und stabiler Einnahmeströme erörtern.

Energiepreismechanismen: Die Infragestellung des Merit-Order-Prinzips und die Abschöpfung von inframarginalen Renten

Im EoM bieten Stromerzeuger ihre kurzfristigen Grenzkosten (englisch: short-run marginal costs (SRMC)) auf dem Day-Ahead-Markt an. Wenn der Markt-Clearing-Preis (MCP) gleich oder höher als die SRMC ist, ist das Gebot erfolgreich und das Kraftwerk erzeugt Strom, um den Markt zu versorgen. Das Kraftwerk erhält dann den Markt-Clearing-Preis in €/MWh. Zur Deckung der Fixkosten und der fixen O&M-Kosten muss das Kraftwerk im Laufe der Zeit Margen erzielen, die entstehen, wenn der Markt-Clearing-Preis über den SRMC liegt. Diese Margen werden als Inframarginalrenten bezeichnet (**Abbildung 4**).

Abbildung 4 Stilisierte Darstellung der Einnahmen im EoM



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zur Vereinfachung werden konstante SRMC angenommen

Darüber hinaus bieten Terminmärkte den Stromerzeugern die Möglichkeit, sich gegen Energiepreisisiken abzusichern, indem sie künftige Erzeugung zu einem festen Preis verkaufen. Dies kann auch in Form eines Power Purchase Agreement (PPA) geschehen. Dieser langfristige Stromliefervertrag legt die Geschäftsbedingungen zwischen Verkäufer und Käufer von Strom fest und kann eine Laufzeit von bis zu 20 Jahren haben.

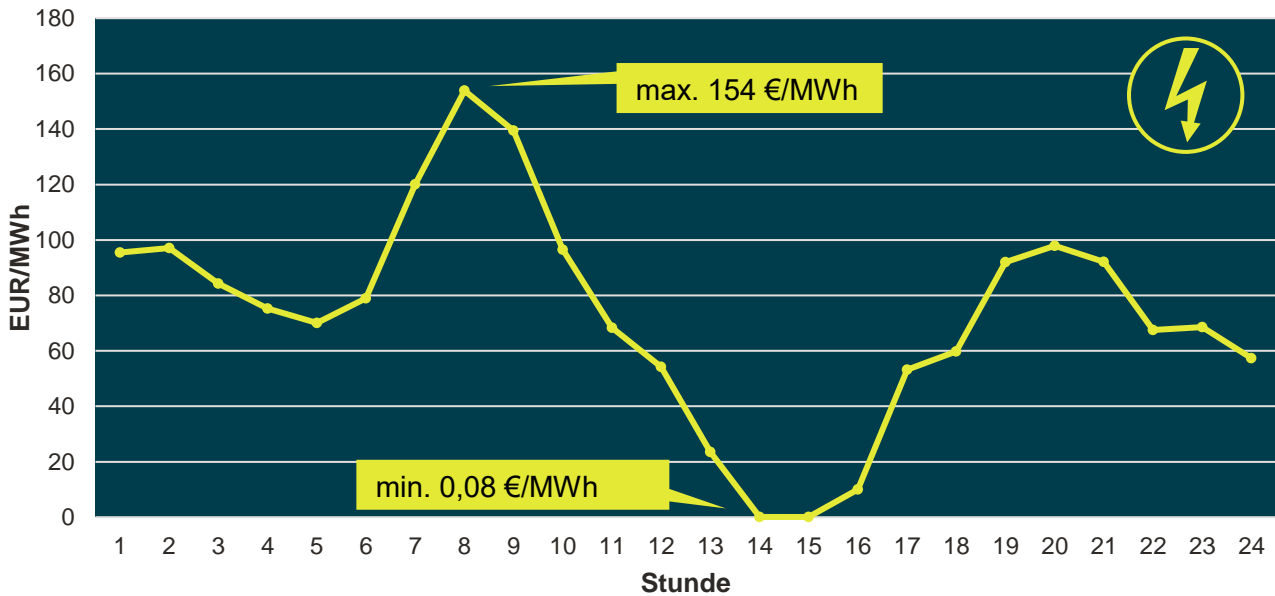
Die nach dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine in die Höhe geschleunigten Gaspreise haben in Verbindung mit der Dürre im Sommer, niedrigen Flusspegeln und der Nichtverfügbarkeit eines großen Teils der französischen Nuklearflotte zu einem noch nie dagewesenen Preisniveau auf den europäischen Strommärkten geführt, das durch preissetzende Gaskraftwerke verursacht wurde. In der Folge wurde eine Reihe von Notfallmaßnahmen vorgeschlagen/umgesetzt, um entweder die Strompreise durch Entkopplung des Strommarktes von den Gaspreisen zu senken (z. B. die iberischen Subventionen für die Inputkosten fossil befeuerter Kraftwerke) oder die inframarginalen Renten der Erzeuger ex-post abzuschöpfen (z. B. die Erlösbergrenze der EU und DE). Alle Modelle haben schwerwiegende Mängel (z. B. administrative Hürden, Cash-Flow-Probleme für Stromerzeuger, Verzerrung der Marktergebnisse, Überinanspruchnahme von Gaskraftwerken, Verlust von Preissignalen usw.) und sollten, wenn überhaupt, als vorübergehende Maßnahmen zur Vermeidung von sozialen Härtefällen und zur Unterstützung von Industrien angesehen werden. Allerdings kann selbst diese kurzfristige Unsicherheit über inframarginale Renten dazu führen, dass Investoren geplante Projekte in thermische Kraftwerkskapazitäten verschieben.

Weitaus schwerwiegender sind die Diskussionen um grundlegende Reformen des europäischen Strommarktes wie sie die Präsidentin der Europäischen Kommission, Ursula von der Leyen, in ihrer Rede zur Lage der Union am 14. September 2022 ankündigt hat. Demnach sei das derzeitige Strommarktdesign – basierend auf der Merit Order – nicht mehr verbraucherfreundlich und soll einer tiefgreifenden und umfassenden Reform unterzogen werden.¹⁹ Die Details sind jedoch völlig unklar. Der unausgereifte griechische Vorschlag einer dauerhaften Aufspaltung des Day-Ahead-Marktes in einen obligatorischen Pool für Technologien mit geringen variablen Kosten (Wind, Sonne, Wasser, Kernkraft und fossile Kraft-Wärme-Kopplung) und einen konventionellen Markt für die restlichen Anlagen erhöht die Unsicherheit des zukünftigen Strommarktdesigns noch weiter.

Das Infragestellen des Merit-Order-Prinzips und der damit verbundenen Möglichkeit, von inframarginalen Erlösen zu profitieren, stellt ein erhebliches Hindernis für Investitionen in Backup-Kapazitäten dar. In einer Welt mit hohem EE-Erzeugungsanteil, in der in immer weniger Stunden thermisch Kraftwerk benötigt werden, sind Investoren auf ausreichende Margen in den wenigen Stunden angewiesen, in denen sie in Betrieb sind. Dies macht einen funktionierenden Preismechanismus, der Knappheit signalisiert, unabdingbar. Der EoM hat bewiesen, dass er diese notwendigen Preise bereitstellt. Er sollte als Schlüsselinstrument zur Förderung von Investitionen in effiziente Erzeugungskapazitäten beibehalten werden. Das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage innerhalb einer Gebotszone in einer bestimmten zeitlichen Einheit wird durch das Preisniveau widerspiegelt. Die Angebots-/Nachfragesituation, d. h. ob eine Gebotszone „long“ an Strom ist (was sich in niedrigeren Preisen niederschlägt) oder „short“ (was sich in hohen Preisniveaus widerspiegelt), ändert sich oft sogar innerhalb eines Tages, wie ein Blick auf die täglichen Preisverläufe in Deutschland zeigt (**Abbildung 5**). Daher sind granulare Strompreissignale wichtig, um den Marktteilnehmern den tatsächlichen Grad der Knappheit zu vermitteln.

¹⁹ [2022 Rede von Bundespräsidentin von der Leyen zur Lage der Nation](#)

Abbildung 5 Strompreise auf dem deutsch-luxemburgischen Spotmarkt am 23.09.2021



Quelle: Frontier Economics auf der Grundlage von Daten von Energate

Hinweis: Die Grafik zeigt Preise für EPEX SPOT DE-LU (Phelix)

Mechanismen zur Kapazitätsvergütung: Keines der Instrumente der strategischen Reserve für neue thermische Kraftwerke attraktiv

Im Rahmen von Mechanismen zur Kapazitätsvergütung (*Capacity remuneration mechanisms*, kurz CRM) werden Zahlungen für die reine Verfügbarkeit von Erzeugungskapazität in €/MW geleistet. Innerhalb des aktuellen deutschen Strommarktdesigns werden Kapazitätszahlungen hauptsächlich für Produkte der strategische Reserve gezahlt, welche die Generation Adequacy sicherstellen soll, wenn der EoM nicht adäquat Erzeugung zur Verfügung stellen kann. Die strategische Reserve ist explizit darauf ausgelegt ist, den Wettbewerb auf dem EoM nicht zu beeinträchtigen. Sie kommt erst „nach dem Markt“ und gilt als „Sicherheitsnetz“ des deutschen EoM.

Abbildung 6 Werkzeugkasten der strategischen Reserve



Quelle: Frontier Economics

Derzeit gibt es vier Hauptreserveinstrumente, die Kraftwerke mit einer Kapazitätsvergütung entlohnen (**Abbildung 6**).²⁰ Die meisten von ihnen stellen jedoch keine verlässliche Einnahmenquelle für neue thermische Kapazitäten dar. Während einige gar nicht für thermische Kraftwerke offen sind (Sicherheitsreserve für Braunkohlekraftwerke), betreffen andere vor allem Altanlagen, die aufgrund ihrer Systemrelevanz vorübergehend in die Reserve gestellt werden (Netzreserve) oder aus einmaligen Auktionen hervorgegangen sind (besondere netztechnische Betriebsmittel). Nur die Kapazitätsreserve stellt in gewissem Umfang eine Option dar, um die sich neue thermische Anlagen bewerben könnten. Die gesicherten Einnahmen sind jedoch auf zwei Jahre begrenzt - und damit nicht ausreichend lang für einen Business Case. Weitere Einzelheiten zu den Instrumenten können der **Tabelle 1** entnommen werden.

Weitere Formen von Kapazitätzahlungen gibt es innerhalb des EoM in Form bilateraler Vereinbarungen. Sie dienen beispielsweise als Versicherung für Bilanzkreisverantwortliche, die in ihrem Bilanzkreis eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahmen sicherstellen müssen, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien (z. B. über PPA-Bezug) nicht verfügbar ist. Die Relevanz dieser Produkte ist aufgrund der Intransparenz von bilateralen Vereinbarungen schwer zu beurteilen. Der Anstieg des Handelsvolumens für deutsche Stromoptionen an der European Energy Exchange (EEX) um 60 Prozent im Jahr 2020 ist jedoch ein deutlicher Hinweis auf einen erhöhten Bedarf an Absicherungsinstrumenten in einem volatilen Marktumfeld.²¹ Es ist jedoch davon

²⁰ Die geplante befristete Reserve für die verbleibenden Kernkraftwerke bis April 2023 wurde abgeschafft. Die Kraftwerke werden nun bis zum 15. April 2023 auf dem Markt bleiben.

²¹ [Jahresbericht der EEX-Gruppe 2020](#) (2021)

auszugehen, dass die Relevanz in Anbetracht des steigenden Anteils von EE-PPAs zunehmen wird. Damit sich diese Produkte durchsetzen können, darf es für die Stromverbraucher in Knappheitssituationen keinerlei „Freifahrtscheine“ geben. Andernfalls gibt es für die Bilanzkreisverantwortlichen keine Anreize, zu investieren oder Reservestrom zu beschaffen.

Daraus lässt sich schließen, dass die derzeitigen regulierten Instrumente der strategischen Reserve für Investitionen in neue thermische Kraftwerke nur begrenzt attraktiv sind, während die Relevanz privater Versicherungsprodukte mit Kapazitätzahlungen angesichts der fehlenden Transparenz von bilateralen Vereinbarungen schwer bewertbar ist.

Tabelle 1 Merkmale der Instrumente der strategischen Reserve

	<p>Kapazitätsreserve</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sicherheitsnetz, wenn der Day-Ahead-Markt nicht clear ("nach dem Markt") ▪ Kraftwerke, Speicher oder DSM in der Reserve sind am EoM nicht mehr aktiv ("Vermarktungsverbot") und produzieren nur noch auf Anweisung des ÜNB. ▪ Das Auswahlverfahren ist ein alle zwei Jahre stattfindendes Ausschreibungsverfahren durch die ÜNB und umfasste in den vergangenen Zeiträumen 2 GW Kapazität (die nicht vollständig ausgeschöpft wurde). ▪ Kapazitätsvergütung in €/MW/a (63k €/MW/a in der letzten Auktion für 2022-2024)
	<p>Netzreserve („Winterreserve“)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Systemrelevante Erzeugungskapazitäten (Anlagen und Speicher), die (vorübergehend oder endgültig) abgeschaltet werden sollen, werden zeitweise genutzt, um genügend Potenzial für Redispatch-Aktivitäten zu gewährleisten ▪ Die Kapazität wird von den ÜNB ausgewählt und für 2 Jahre in die Reserve eingestellt. ▪ Besonders wichtig in den Wintermonaten (bei hohem Windaufkommen im Norden Deutschlands und geringem Sonnenaufkommen im Süden; deshalb auch „Winterreserve“ genannt) und enthält hauptsächlich Kraftwerke aus Bayern und Baden-Württemberg (derzeit 8 GW). ▪ Ausgewählte Kraftwerke können in dieser Zeit ihren Strom nicht auf dem Markt verkaufen ("Vermarktungsverbot") ▪ Das <i>Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz</i> wird es Steinkohlekraftwerken in der Reserve ermöglichen, vorübergehend (bis März 2024) in den EoM zurückzukehren, um die Abhängigkeit von Gas zu verringern ▪ Kapazitätsvergütung in €/MW/a
	<p>Besondere netztechnische Betriebsmittel</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dieses Stabilitätsinstrument gibt es seit 2019 und wird genutzt, um die Versorgung bei plötzlichen Ausfällen von Erzeugungsanlagen sicherzustellen (kuratives Redispatch-Potenzial für Süddeutschland) ▪ Die Anlagen oder Speicher müssen in der Lage sein, innerhalb von 30 Minuten auf Volllast zu produzieren und diese 38 Stunden lang zu halten.



Sicherheits- bereitschaft

- Insgesamt wurden 1,2 GW versteigert, aufgeteilt in zwölf Pakete zu je 100 MW (die einzeln oder in Paketen ersteigert werden konnten).
- Instrument gilt für 10 Jahre (bis 2032); keine weiteren Versteigerungen geplant
- Kapazitätsvergütung in €/MW/a
- Reserve, die Braunkohlekraftwerke umfasst, die aufgrund des mandatierten Kohleausstiegs aus dem EoM ausgeschlossen sind.
- Wird verwendet, um die Nachfrage zu decken, wenn alle anderen Reserveinstrumente versagen
- Befristete Regelung von insgesamt 2,7 GW (8 Braunkohlekraftwerke) zur Erleichterung des Kohleausstiegs
- Das *Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz* ermöglicht es den Kraftwerken in der Reserve vorübergehend in den EoM zurückzukehren (bis März 2024), um die Abhängigkeit von Gas zu verringern

Quelle: Frontier Economics auf Basis des EnWG und BNetzA

Zahlungen für Systemdienstleistungen: Wichtige zusätzliche Einnahmequellen

Die dritte mögliche Einnahmequelle für steuerbare Backup-Kapazitäten sind Zahlungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Systemdienstleistungen sorgen dafür, dass das Stromnetz sicher und zuverlässig betrieben wird. Anbieter werden in der Regel für die Bereitstellung der Dienstleistungen entschädigt. Die Bedeutung der Märkte für Systemdienstleistungen nimmt zu, da sich die Stromnetze mit immer mehr variablen erneuerbaren Energien und Nachfragequellen stark verändern. Die damit verbundenen Einnahmen können einen wichtigen Beitrag leisten, wenn es darum geht, ob sich Investitionen in flexible Kapazitäten, die solche Systemdienstleistungen erbringen können, lohnen oder nicht.

In Deutschland ermöglichen es **Regelenergiemärkte** den deutschen ÜNB, Produkte über Tagesauktionen zu beschaffen. Die aktuellen Regelenergieprodukte sind die Primärreserve (PRL, Frequency Containment Reserves (FCR)), die Sekundärreserve (SRL, automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)) und Minutenreserve (MRL, manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)). Voraussetzung für die Bereitstellung dieser Dienste ist das Bestehen eines Präqualifikationsverfahrens. Qualifizierte Anlagen können an den Auktionen teilnehmen und erhalten eine Vergütung für die Kapazität (Reservierung) und die Energie (wenn diese abgerufen wird).

Die **Bereitstellung von Spannungsregelungsfähigkeit** kann Teil der Netzanschlussvereinbarung mit dem ÜNB sein. Falls zutreffend, sind die Kapazität und bestimmte Lieferungen von Blindleistung für die ÜNB „kostenlos“. Die Entschädigung für zusätzliche Blindleistung ist in der Regel auf 2 EUR/MVAh begrenzt. Es sollte eine faire Vergütung für diese Leistungen sichergestellt werden, da die Anschlussbedingungen zur Installation größerer Generatoren und damit zu zusätzlichen Investitionen und/oder höheren Verlusten für die Anlageninvestoren führen.

Unter Schwarzstartfähigkeit versteht man die Fähigkeit eines Kraftwerks, aus einem abgeschalteten Zustand unabhängig vom Stromnetz wieder hochzufahren. Sie ist besonders im Falle

eines großflächigen Stromausfalls wichtig, um das Stromnetz wieder in Betrieb zu nehmen. Die Schwarzstartfähigkeit wird auf der Grundlage bilateraler Vereinbarungen vergütet.

Weitere Dienste wie "**rotierende Massen**" zum Ausgleich eines kurzfristigen Versorgungseinbruchs vor der Aktivierung der Regelleistungsprodukte ("Momentanreserve") werden diskutiert, sind aber noch nicht implementiert. Es gibt mehrere Vorschläge (z. B. vom ÜNB Amprion).²² Sollten sie umgesetzt werden, könnte die zusätzliche Vergütung dazu beitragen, Investitionen in thermische Kraftwerke etwas attraktiver zu machen.²³

Systemdienstleistungen zur Gewährleistung der Systemzuverlässigkeit und -stabilität werden in einem Stromsystem mit weniger zuverlässigen Erzeugungsanlagen sehr viel wichtiger werden. Thermische Kraftwerke sind als reaktive, schnell anlaufende Quellen ideal für die Erbringung dieser Leistungen. Allerdings werden nicht alle diese Leistungen fair bezahlt. Durch eine faire Vergütung können die Systemdienstleistungen zu einer durchaus relevanten Einnahmequelle für neu installierte thermische Kraftwerke werden.



Preisrisiken: Möglicher Gebotszonensplit, verfügbare Hedgingoptionen unklar

Wie im vorangegangenen Abschnitt dargelegt, spielen im derzeitigen Strommarktsystem die Strompreise eine zentrale Rolle für den wirtschaftlichen Betrieb von Erzeugungsanlagen. Die Ungewissheit über Preisentwicklungen liegt in der Natur funktionierender Märkte, die sich ständig und oft auf kaum vorhersehbare Weise verändern. Dennoch brauchen Investoren ein gewisses Maß an Vorhersehbarkeit bzgl. allgemeiner preisbeeinflussender Marktbedingungen. Des Weiteren werden Hedging-Instrumente benötigt, die das Preisrisiko verringern. Preisrisiken sind aus Sicht der Anleger beherrschbar, sofern sie abgesichert werden können.

Trotz des Risikos einer grundlegenden Reform des europäischen Strommarktes, die zu einem völlig anderen (unvorhersehbaren) Marktdesign führen könnte, gibt es weitere Unsicherheiten bezüglich der allgemeinen Marktbedingungen, die durch die laufende europaweite Überprüfung der Gebotszonen hervorgerufen werden. Gebotszonen sind Gebiete in Europa, in denen ein einheitlicher (Großhandels-)Strommarktpreis gilt. Die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) ist verpflichtet, die Effizienz der Gebotszonenkonfiguration alle drei Jahre zu bewerten. Werden Ineffizienzen festgestellt, kann ACER die betreffenden ÜNB auffordern, eine Überprüfung der bestehenden Gebotszonenkonfiguration einzuleiten.

²² [Amprion](#) (2022) : Systemmarkt Konzeptpapier

²³ Aufgrund der wachsenden, aber immer noch begrenzten Marktgröße werden die Einnahmen aus Systemdienstleistungen für die meisten neuen Kraftwerke nicht die größte Einnahmequelle sein. Allerdings können die Einnahmen aus Systemdienstleistungen eine Investition attraktiver machen.

Ineffizienzen entstehen, wenn standortbezogene Knappheit (in Form von Übertragungs- oder lokalen Erzeugungskapazitäten) nicht ausreichend signalisiert wird (z. B. über die Preise). Fehlen Signale, werden keine ausreichenden Investitionen getätigt, um die jeweilige Knappheit zu reduzieren. Die aktuelle Debatte um die Aufteilung der nationalen Gebotszone in Deutschland hat sich in letzter Zeit vor allem durch drei Aspekte erhitzt:

- Unter dem Druck der hohen Strompreise in Deutschland und in der Hoffnung auf niedrigere Strompreise in den norddeutschen Gebotszonen fordern die norddeutschen Bundesländer eine Preiszonenteilung. Der Norden Deutschlands ist dank der kurzen Entfernungen zu den Häfen und der ausgezeichneten Windverhältnisse (und unter Inkaufnahme der Nachteile von Windparks) „long“ an Stromerzeugung.
- Deutsche Nachbarländer wie Polen oder die Niederlande haben zuletzt unter sogenannten „Ringflüssen“ („*Loop Flows*“) gelitten. Diese überlasten die Übertragungsnetze der Nachbarländer, weil Strom aus der norddeutschen Erzeugung über das Nachbarland zurück in den Süden Deutschlands fließt (und vor der Aufteilung der deutschen und österreichischen Gebotszone auch zurück nach Österreich floss). Die Regulierungsbehörden haben mit einem Split der deutsch-österreichischen Preiszone reagiert und die sogenannte „70 %-Regel“ sowie das sog. „*Flow Based Market Coupling*“ für den Day-Ahead-Handel eingeführt.
- Deutschland hat derzeit mehr als 2 Mrd. EUR Engpasskosten pro Jahr.²⁴ Diese entstehen durch Zahlungen/Ausgleichszahlungen an abgeschaltete Windparks und hochgefahrenere Kraftwerke, die zur Behebung von Engpässen im nationalen Übertragungsnetz erforderlich sind (dazu gehören auch Kosten für Kapazitätzahlungen an die Netzreserve, die zur Sicherstellung des Redispatch-Potenzials kontrahiert wird).

Das bedeutet, dass es unter dem derzeitigen deutschen Marktdesign keine standortbezogenen Signale innerhalb Deutschlands gibt, die

- den ÜNB aufzeigen, wo Netzknappheit herrscht und was sie dazu veranlassen könnte, in mehr Stromleitungen zu investieren,
- neue oder bestehende Stromverbraucher dazu zu bringen, näher an die kostengünstige Erzeugung „heranzurücken“ oder
- die Ansiedlung neuer Stromerzeugungskapazitäten in Süddeutschland, in denen das Gleichgewicht der Stromerzeugung knapp ist, attraktiver machen.

Bei näherer Betrachtung wird jedoch deutlich, dass in diesem Zusammenhang noch eine Reihe weiterer praktischer und komplexer Aspekte zu berücksichtigen sind, u.a.:

- Die ÜNB „wissen“ bereits, wo es Engpässe gibt, und sind bereit, zu investieren. Dies wird auch von der Bundesnetzagentur zur Kenntnis genommen, die die ÜNB sogar bei der Kommunikation mit lokalen Interessengruppen unterstützt, welche oftmals eine Verzögerung

²⁴ [Bundesnetzagentur](#) (2022): Netzengpassmanagement - Viertes Quartal 2021

von Netzinfrastrukturprojekten herbeiführen. In der Regel sind die Menschen in der Nähe der neuen Netzinfrastruktur negativ betroffen (Umwelt wird beeinträchtigt, die örtliche Bevölkerung fürchtet Magnetfelder etc.), ohne dass sie von der Netzinfrastruktur profitieren. Dieser sogenannte NIMBY-Effekt (NIMBY – *Not in my backyard*) ist aus vielen Infrastrukturprojekten in Deutschland hinlänglich bekannt. Somit bräuchte das standortbezogene Preissignal an den ÜNB nicht wirklich einen zusätzlichen Nutzen.

- Auch das Preissignal an die Verbraucher wird das Verhalten nicht ohne weiteres ändern. Es ist unwahrscheinlich, dass die bestehenden Verbraucher in andere Gebotszonen abwandern. Einige neue Industrien werden nicht abwandern wollen, da sie nicht überall verfügbare Expertise/Arbeitskräfte benötigen oder sie bestimmte Nebenprodukte verwenden, die ihre Flexibilität einschränken. Einige neue Industrien/Prozesse könnten jedoch flexibler sein und durch ein Preissignal beeinflusst werden (z. B. einige neue Elektrolyseure). Insgesamt also dürfte die positive Wirkung des Standortsignals bei Investitionsentscheidungen in vielen Fällen eher begrenzt sein, dennoch könnte es einige Anreize für Dispatching-/Verbrauchsentscheidungen und für einige neue Verbraucher bieten.
- Am wichtigsten wird ein standortbezogene Preissignal für neue Erzeugungskapazitäten und lokalen Flexibilitäten sein. Höhere Brennstoffkosten oder schlechtere Windverhältnisse müssten jedoch durch die höheren lokalen Strompreise ausgeglichen werden, um aus Sicht des Investors einen Standortwechsel in Richtung Süden zu kompensieren. Außerdem müsste der Zugang zu den Brennstoffen gewährleistet sein, damit ein Preissignal tatsächlich Auswirkungen auf das Verhalten der Investoren haben kann. Auch hier kann das Preissignal nicht nur die Zuteilung einer Erzeugungsanlage beeinflussen, sondern auch das Dispatching (das langfristig auch die Standortwahl beeinflussen könnte).

Die Diskussion in Deutschland konzentriert sich derzeit auf verschiedene Formen der möglichen „Gebotszonenteilungen“. Theoretisch gibt es noch verschiedene andere Formen Standortsignale transparent zu machen, wie z. B. durch ein sog. „Nodal Pricing“ (eine Extremform von sehr kleinen Gebotszonen, z. B. implementiert in Teilen der USA). Andere Instrumente wie regional differenzierte Netzentgelte für Erzeuger oder Verbraucher (und viele andere) sind ebenfalls denkbar. Weltweit gibt es unterschiedliche Marktdesigns um standortbezogenen Knappheitssignale transparent zu machen (**Abbildung 7**). Auch hier gibt es keine „Universallösung“, welches Design das Beste ist. Länderspezifische Besonderheiten und der existierende Regulierungsrahmen müssen berücksichtigt werden. Klar ist jedoch, dass Aspekte wie Risikominderung/Absicherungsmöglichkeiten, Liquidität und lokale Marktmacht usw. bei der Ausgestaltung eines Standortanreizkonzeptes zu berücksichtigen sind.

Abbildung 7 Stilisierte Illustration möglicher Preiszonen in Deutschland

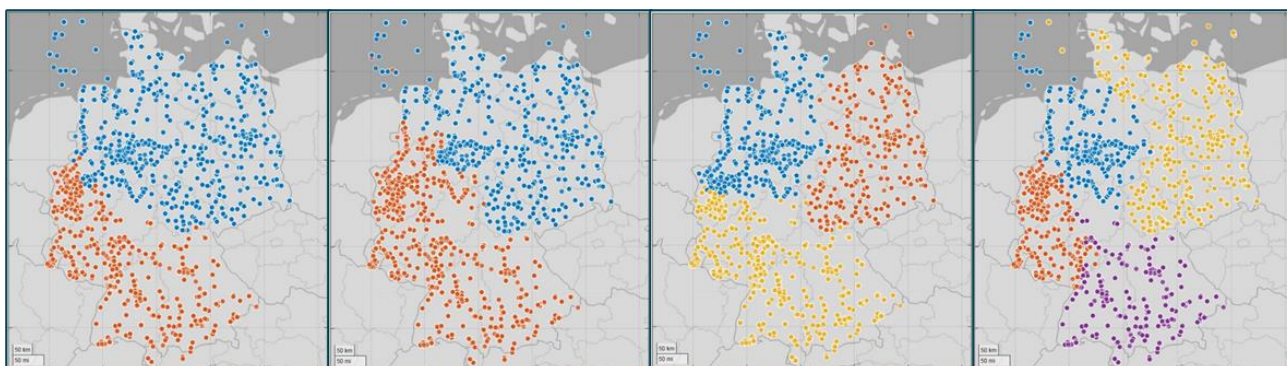


Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Beispielkarten dienen der Veranschaulichung und spiegeln nicht die tatsächlichen Netzzonen oder Knotenpunkte wider.

Die Diskussion über ein neues Gebotszonendesign für Deutschland hat kürzlich wieder Fahrt aufgenommen. So hat ACER verschiedene Optionen veröffentlicht, die in den kommenden Monaten diskutiert werden sollen. Die ACER-Liste der alternativen Gebotszonenkonfigurationen im Zuge der derzeitigen Gebotszonenüberprüfung umfasst vier Alternativen für Deutschland und Luxemburg, die derzeit zusammen eine Gebotszone bilden (**Abbildung 8**): zwei verschiedene Aufteilungen in zwei Gebotszonen, eine Aufteilung in drei Gebotszonen und eine Aufteilung in vier Gebotszonen. Die Tatsache, dass für alle anderen erwähnten Länder nur eine alternative Gebotszone aufgeführt ist, verdeutlicht den starken Fokus auf Deutschland bei dieser Gebotszonenüberprüfung. Darüber hinaus hat ACER die ÜNB aufgefordert, sog. LMP-Simulationen (LMP für *locational marginal pricing*; ein anderer Begriff für Nodal pricing) durchzuführen.²⁵ Sowohl die kurzfristige Aufteilung in mehrere Zonen als auch der mittel- bis langfristige Übergang in ein Nodalsystem scheinen möglich.

Abbildung 8 Mögliche Rekonfigurationen der Gebotszonen für Deutschland



Quelle: ACER (2022): List of alternative bidding zone to be considered in the bidding zone review

²⁵ ACER (2022): [Bidding zone review](#)

Kleinere Gebotszonen lassen lokale Knappheiten in der Regel viel besser erkennen. Allerdings führen sie aufgrund der geringeren Anzahl von Marktteilnehmern zu weniger liquiden Märkten. Die Absicherungsmöglichkeiten und die Möglichkeiten, langfristige Verträge mit den Verbrauchern abzuschließen, werden geringer, wodurch sich die Möglichkeiten für Investoren, Preisrisiken zu kontrollieren, verschlechtern.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass standortbezogene Preissignale wichtige Marktmerkmale sind, wenn es darum geht, Knappheiten aufzuzeigen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass Gebotszonen und/oder regionale Marktaggregationspunkte oder Trading Hubs eingerichtet werden, um liquide Märkte zu schaffen, die Hedgingstrategien ermöglichen. Die alternative Gebotszonenkonfigurationen für Deutschland sollten in Betracht gezogen und gegebenenfalls schnell implementiert werden. Es ist jedoch wichtig zu verstehen, dass Investitionsentscheidungen nicht unter ständiger Unsicherheit über die Neukonfiguration der Gebotszonen getroffen werden können. Sobald eine Entscheidung getroffen wurde, sollten die neuen Gebotszonen zwecks Planungssicherheit für einen angemessenen Zeitraum stabil gehalten werden (und nicht alle 3 Jahre überprüft werden).

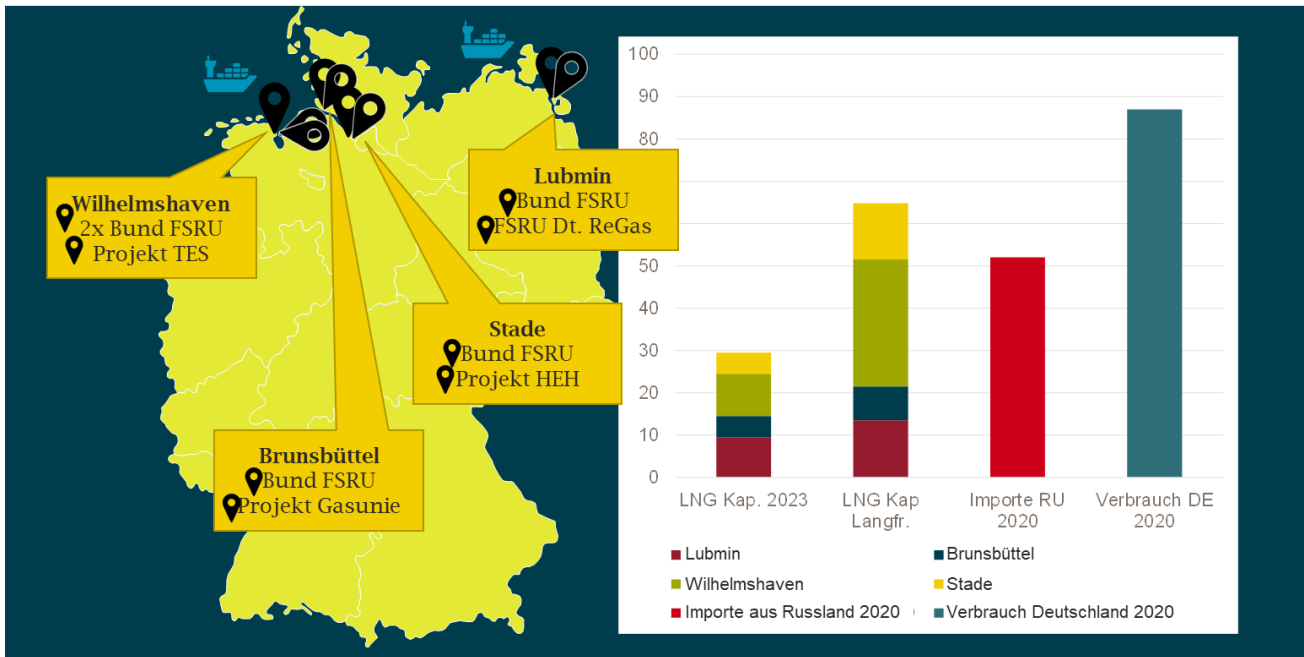


Brennstoffe: Verfügbarkeit von Inputs ungewiss

Die Verfügbarkeit der benötigten Brennstoffen ist für den Betrieb eines Kraftwerks unerlässlich. Für thermische Kraftwerke geht es hier vor allem um die langfristig garantierte Verfügbarkeit der benötigten klimaneutraler Brennstoffe und um den Zugang der dafür notwendigen Infrastruktur.

Bis zur großflächigen Verfügbarkeit von klimaneutralen Gasen wie grünem Wasserstoff werden thermische Kraftwerke in der Regel mit Erdgas betrieben werden. Die derzeitige Energiekrise hat gezeigt, wie unsicher der Zugang zu Erdgas bei einem nicht gut diversifizierten zu sehr von russischem Gas abhängigen Lieferantenportfolio sein kann. Seit Beginn der Krise hat die deutsche Bundesregierung große Anstrengungen unternommen, ihre Importquellen zu diversifizieren, indem sie mehr Gas über Pipelines aus Norwegen bezogen und den Bau von LNG-Terminals beschleunigt hat. Die neuen LNG-Terminals werden es ermöglichen, einen großen Teil der russischen Importe bereits 2023 zu ersetzen. Langfristig wird es möglich sein, russisches Pipelinegas vollständig durch LNG-Gas zu ersetzen (**Abbildung 9**). Damit ist Deutschland auf dem besten Weg, einen sicheren Zugang zu Erdgas wiederherzustellen. Dennoch sollte die aktuelle Krise eine Warnung sein, sich nie wieder zu stark von einer externen Quelle abhängig zu machen, wie es bei russischem Gas der Fall war.

Abbildung 9 Neue LNG-Terminals können russische Gasimporte langfristig vollständig ersetzen



Quelle: Frontier Economics auf der Grundlage von Daten der Projektgesellschaften

Langfristig müssen mit Gas oder Wasserstoff betriebene thermische Kraftwerke auf klimaneutrale Gase umgestellt werden, um die Klimaziele zu erreichen. Jedoch bestehen noch zahlreiche Ungewissheiten hinsichtlich der ausreichenden Verfügbarkeit dieser Brennstoffe:

- Erstens ist bisher unklar, welche Gase in Europa als klimaneutral gelten werden. Sowohl die EU als auch Deutschland setzen in ihren Wasserstoffstrategien auf grünen Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom hergestellt wird. Die zukünftige Relevanz von Alternativen wie synthetischem Erdgas (SNG), Erdgas und Kohlenstoffabscheidung und -nutzung oder -speicherung (CCU/CCS) oder anderen Wasserstoffarten (z. B. türkis, blau und CCU/CCS oder aus Kernkraft) bleibt unklar.
- Zweitens muss die Infrastruktur für die großflächige Produktion und Lieferung von grünem Wasserstoff erst noch aufgebaut werden. Dies bedeutet enorme Investitionen in Elektrolyseure und Transportmöglichkeiten wie Pipelines, Schiffe usw. Grüner Wasserstoff muss entweder vor Ort produziert oder aus Regionen mit hoher EE-Verfügbarkeit importiert werden. In beiden Fällen bedeutet dies massive Investitionen entweder innerhalb oder außerhalb der EU. Diese Investitionen werden nur getätigt, wenn sich die Investoren auf eine langfristige Bindung an den „Kraftstoff“, z. B. die Verwendung von blauem Wasserstoff oder bestimmten Formen von Biomethan, verlassen können.
- Drittens werden Investitionen in Elektrolyseur-Kapazitäten innerhalb der EU nicht getätigt, solange unklar ist, unter welchen Bedingungen Wasserstoff in der EU als grünes Gas eingestuft

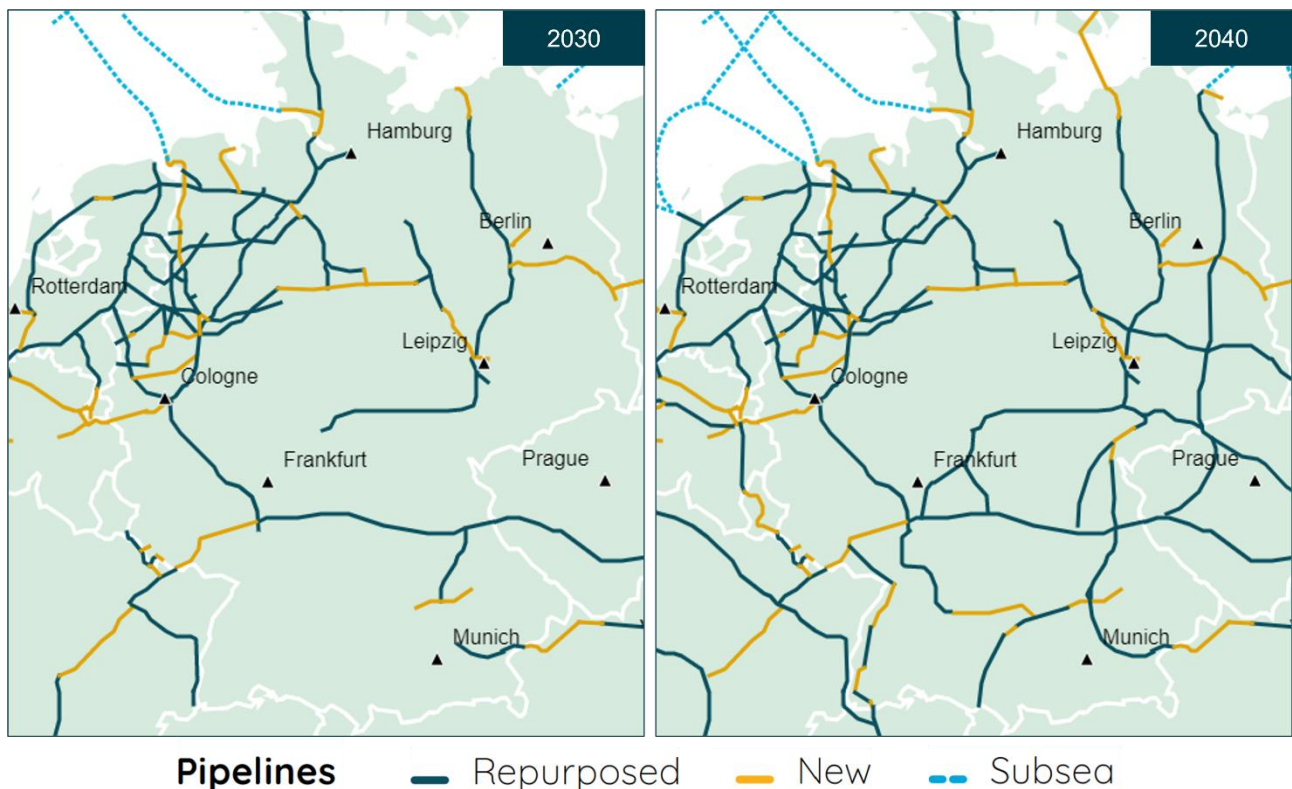
werden wird. Es müssen klare und pragmatische Definitionen entwickelt werden, was als „grünes Gas“ gilt, egal ob das Gas in Europa produziert oder importiert wird. Dementsprechend müssen verlässliche Zertifizierungssysteme eingerichtet werden. Die laufenden Debatten über die Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff anlässlich der Verabschiedung des delegierten Rechtsakts im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018 (sogenannte RED II) führen zu großer Unsicherheit für Investoren (und unnötig hohen Produktionskosten für grünen Wasserstoff).

- Viertens erfordert grüner Wasserstoff ein ausgereiftes Verteilnetz, das Pipelines, Bahninfrastruktur und Lkw umfasst. Die europäische Hydrogene-Backbone-Initiative, an der sich eine Gruppe von einunddreißig Energieinfrastrukturbetreibern beteiligt²⁶, bietet wahrscheinlich den besten Ausblick auf ein künftiges Wasserstoff-Pipelinennetz in Europa. Nach der neuesten Version des Backbone werden insbesondere große Teile Süddeutschlands, wo thermische Kraftwerkskapazitäten am dringendsten benötigt werden, nicht vor 2040 ans Netz angeschlossen werden (**Abbildung 10**). Die Debatte darüber, wie klimaneutraler Brennstoff in die südlichen Teile Deutschlands gebracht werden kann, wird von entscheidender Bedeutung sein. Dies hat der so genannte Stresstest gezeigt, den die deutschen ÜNB im Zusammenhang mit der mehrmonatigen Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke als Reaktion auf die hohen Strompreise durchgeführt haben. Aktuell wird ein Zertifizierungssystem für Biomethan (Einspeisung in das Gasnetz irgendwo in Deutschland) als eine mögliche Lösung diskutiert.
- Fünftens müssen Investoren in thermische Kraftwerkskapazitäten die Möglichkeit haben, langfristige Verträge über die Brennstofflieferung abzuschließen. Im Falle von grünem Wasserstoff gibt es diese noch nicht, da die Infrastruktur erst noch aufgebaut werden muss. Initiativen wie Hint.Co²⁷ sind vielversprechend, müssen aber erst weiter spezifiziert und implementiert werden.

²⁶ The European Hydrogen Backbone (EHB): [Partner](#)

²⁷ Hydrogen Intermediary Network Company: Intermediär/Single Buyer des deutschen Förderprojekts H2 Global für Energieträger auf Basis von grünem Wasserstoff, welche in Nicht-EU-Ländern produziert werden wie grünes Ammoniak, grünes Methanol und nachhaltige Flugkraftstoffe

Abbildung 10 European Hydrogen Backbone in Deutschland bis 2030 und 2040



Quelle: The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative

Zusammenfassend muss festgestellt werden, dass insbesondere der gesicherte Zugang zu klimaneutralen Gasen wie grünem Wasserstoff zum jetzigen Zeitpunkt nicht gewährleistet werden kann, was Investitionsentscheidungen in thermische Kraftwerke sehr erschwert. Darüber hinaus ist mittelfristig eine größere Sicherheit bzgl. der Verfügbarkeit (Mengen und Preise) von Erdgas in Deutschland notwendig, um Investitionsentscheidungen weiter zu erleichtern.



Genehmigungsverfahren: Langwierige Verfahren bremsen Investitionen

Genehmigungsverfahren sind ein weiterer wichtiger Aspekt für Investoren. Schnelle und verlässliche Verfahren helfen dabei, Projekte in Erzeugungskapazität zu realisieren. Dies gilt auch für die benötigten erneuerbaren Energien, das Stromnetz und den Ausbau der H₂-Infrastruktur.

Leider haben sich die deutschen Genehmigungsverfahren für Energieinfrastrukturen als langwierig erwiesen und erschweren Investitionsentscheidungen. Jüngste Beispiele sind die Unterzeichnungen der Wind-Onshore- und Biomasse-Auktionen im Oktober 2022. Nur 42 % der ausgeschriebenen Wind-Onshore-Mengen wurden vergeben, bei den Biomasse-Mengen war es nur 1/3.²⁸ Grund für die

²⁸ Erneuerbare Energien von Gentner (13.10.2022): [Wind- und Bioausschreibungen grandios unterzeichnet](#)

geringe Nachfrage nach den Auktionsmengen dürften u. a. Genehmigungsfragen und langwierige Genehmigungsverfahren sein. So dauert der Planungs- und Genehmigungsprozess für Wind-Onshore-Projekte im Durchschnitt 4 bis 5 Jahre.²⁹ Bei Netzausbauprojekten können die Genehmigungsverfahren sogar noch länger dauern. Der Zeitraum zwischen Planung und Inbetriebnahme des Netzes kann mehr als 10 Jahre betragen.

Mit dem Osterpaket wurde das deutsche Energierecht, insbesondere das EnWG, das EEG und das WindSeeG umfassend novelliert. Unter anderem sollen Hemmnisse abgebaut und Verfahren gestrafft, um Genehmigungsverfahren für Wind-Onshore-Anlagen und Stromnetze zu beschleunigen.³⁰ Die Tatsache, dass ein Hemmnis nach wie vor darin besteht, dass die Genehmigungsverfahren hauptsächlich auf den Papierweg bearbeitet werden, zeigt jedoch ganz deutlich, wie langsam und ineffizient die Genehmigungsverfahren in Deutschland noch sind.

Die politischen Anstrengungen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien und den Netzausbau sind wichtig. Der gleiche Schwerpunkt sollte die Genehmigungen von neuen thermischen Kraftwerke gelegt werden. Bei einer Bauzeit von vier bis sieben Jahren müssen die Verfahren noch schneller werden, damit neue dringend benötigte Kapazitäten schnellstmöglich in Betrieb gehen können. Auch müssen Klimaschutz und Versorgungssicherheit bei den Genehmigungsverfahren für thermische Kraftwerke stärker berücksichtigt werden. Kurzfristige Blackout- oder Brownout-Kosten können leicht Milliardenbeträge erreichen: In seiner europäischen Bewertung der Ressource Adequacy verwendet ENTSO-E Annahmen für den „Value of Lost Load“ (VOLL) von 3.000 EUR/MWh bis 15.000 EUR/MWh – bei einem täglichen Stromverbrauch von etwa 1,5 TWh/a in Deutschland würde ein einziger Tag eines landesweiten Stromausfalls zwischen 4 und 20 Mrd. EUR kosten (wobei zu beachten ist, dass regionale Stromausfälle in einer Knappheitssituation wahrscheinlicher wären als ein landesweiter Stromausfall).³¹ Weitere soziale Kosten entstehen durch Risiken für Menschenleben oder zusätzliche Kosten im Falle längerfristiger (regionaler) Versorgungsunterbrechungen oder wenn ein niedriges Niveau der Versorgungssicherheit bestimmte Industrien vertreibt. Dies können energieintensive Industrien sein, aber auch digitale Industrien wie Rechenzentren, die auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind (weshalb sie oft Notstromaggregate vor Ort installiert haben, die sie für einen begrenzten Zeitraum schützen).

Das beispiellose Schnellverfahren für den Bau und Betrieb einer Anschlussleitung für das geplante LNG-Terminal in Wilhelmshaven hat gezeigt, wie schnell Verfahren im Bedarfsfall sein können. Das Verfahren wurde in weniger als 4 Monaten genehmigt (das Projekt profitierte auch von früheren Standortentwicklungen, auf die aufgebaut werden konnte).³² Behörden müssen ausreichend mit qualifizierten Fachleuten besetzt sein. Daneben kann Digitalisierung ebenso helfen wie eine Vereinfachung der Gesetze und Verfahren. Die Kosten einer „verzögerten“ Genehmigung sind

²⁹ Bundesverband WindEnergie: [Planung von Windenergieanlagen](#)

³⁰ BMWK (06.04.2022): [Überblick über das Osterpaket](#)

³¹ [Europäische Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen 2021 - Anhang 5 - Kommentare der Länder \(azureedge.net\)](#)

³² FAZ (19.08.2022): [Neue Pipeline für LNG-Terminal Wilhelmshaven ist zugelassen](#)

schwer zu beziffern, aber aus der obigen Analyse geht hervor, dass ein erheblicher Investitionsbedarf besteht und die Versorgungssicherheit auf dem Spiel steht.



Politisches Risiko: Entwertungen von Anlagevermögen

Jahrelange Historie von Maßnahmen zur Abwertung von steuerbaren Kraftwerken

In den letzten 30 Jahren haben die Besitzer von steuerbaren Erzeugungsanlagen erhebliche Entwertungen ihrer Vermögenswerte erfahren, die durch verschiedene politische Maßnahmen verursacht wurden. Für einige wurden Entschädigungen gezahlt, für andere nicht.

Zum einen hat die **Förderung erneuerbarer Energien** deren Eintritt in die Strommärkte ermöglicht, wodurch die Volllaststunden der bestehenden steuerbaren Erzeugungsanlagen reduziert wurden. Dies begann 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz, das die Netzbetreiber zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien verpflichtete, und wurde im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ergänzt, das erneuerbaren Energien durch Subventionen und Quoten kontinuierlich gefördert hat. Auch wenn diese Maßnahmen aus klimapolitischer Sicht sinnvoll waren, darf nicht unerwähnt bleiben, dass sie zu einer Entwertung bestehender Anlagen geführt haben, für die keine Entschädigungen gezahlt wurden. Das Gleiche gilt für ein immer strengeres CO₂-Preisregime (obwohl die meisten Anlagen in den ersten Jahren des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS) auch von der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten („EUAs“) profitierten).

Zweitens hat der **mandatierte Ausstieg aus Kernkraft, Braunkohle und Steinkohle** bestimmte Geschäftsmodelle gänzlich verboten und den Wert der Anlagen auf ein Minimum reduziert:

- Im Falle des **Atomausstiegs** hat das Hin und Her des geplanten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland in den letzten 20 Jahren zu einer großen Unsicherheit bei den Stromerzeugern geführt: Die erste Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergie aus dem Jahr 2002 (in Form einer Novelle des Atomgesetz) unter der rot-grünen Regierung (Kabinett Schröder I) wurde 2010 unter der konservativ-liberalen Regierung (Kabinett Merkel II) durch Laufzeitverlängerung einiger deutscher Atomkraftwerke wieder rückgängig gemacht. Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima wurde 2011 nach einem dreimonatigen Moratorium für die ältesten Kernkraftwerke ein schrittweiser Atomausstieg bis 2022 vereinbart. Die Kraftwerksbetreiber mussten anschließend klagen, um Entschädigungszahlungen zu erhalten. Erst im Dezember 2016, fünf Jahre nach dem Moratorium und der Vereinbarung zum Ausstieg bis 2022, sprach das Bundesverfassungsgericht den betroffenen Energiekonzernen das Recht auf Schadensersatz wegen des verfrühten Atomausstiegs zu. Jetzt, im Jahr 2022, wird von einigen politischen Parteien wie der FDP erneut eine Laufzeitverlängerung für einige Anlagen diskutiert. Der Betrieb der Kernkraftwerke in Deutschland war in den letzten 10 Jahren kaum planbar, Entschädigungen mussten erkämpft werden.
- Die Lehren aus dem Atomausstieg wurden bei der Vereinbarung des **Kohleausstiegs** berücksichtigt: Mit dem deutschen **Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der**

Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) wurde 2020 der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 vereinbart. Hier erfolgten die Entschädigungszahlungen an Braunkohlekraftwerksbetreiber auf Grundlage von Verhandlungen, während die Entschädigung für Steinkohlekraftwerke auf Auktionsbasis erfolgt. Mit den bereits vorgesehenen Ausgleichszahlungen ist der Kohleausstieg demnach deutlich besser gelungen als der Atomausstieg. Dennoch bleiben auch in diesem Fall einige Unsicherheiten, die durch den mandatierten Ausstieg bedingt sind: Im Falle der Braunkohle hat eine laufende Untersuchung der Europäischen Kommission, ob die Ausgleichszahlungen mit den EU-Beihilfavorschriften vereinbar sind, die Auszahlung der Entschädigungszahlungen bisher verhindert. Im Falle der Steinkohle sind die Auktionen so konzipiert, dass einige Anlagenbetreiber keine Ausgleichszahlungen erhalten werden.

Es sollte nicht unerwähnt bleiben, dass verschiedene politische Maßnahmen auch den Wert von steuerbaren Anlagen erhöht haben. Dies gilt insbesondere für Maßnahmen, die auf eine stärkere Elektrifizierung abzielen, die die Nachfrage nach Strom in die Höhe treibt. In Summe muss jedoch festgehalten werden, dass die lange Historie der Entwertung von steuerbaren Anlagen in Kombination mit der Unklarheit bzgl. Entschädigungszahlungen das Vertrauen der Anlagenbetreiber erheblich beeinträchtigt hat.

Für die Zukunft bedeutet dies, dass jede neue politische Maßnahme, die sich auf die Geschäftsmodelle für Erzeugungskapazitäten auswirkt, klar und begründet sein muss, keinen Raum für Spekulationen lassen darf und rechtlich abgesicherte Entschädigungsregelungen beinhalten muss, wenn Geschäftsmodelle gänzlich verboten werden.

In Bezug auf thermische Kraftwerke müssen die neuen geplanten Fördersysteme für Wasserstoffanlagen klar definiert werden, um „Attentismus“ bei Investoren in (nicht geförderte) thermische Anlagen, aber auch in DSM und Energiespeicher zu vermeiden. Nicht-geförderte Anlagen werden höchstwahrscheinlich alle durch geförderte H₂- und Biomassekraftwerkskapazitäten durch geringere Volllaststunden entwertet werden. Auch muss klar sein, wie politische Entscheidungsträger handeln werden, wenn die Bereitstellung von klimaneutralen Gasen nicht gewährleistet werden kann und thermische Kraftwerke nicht betrieben werden können.

Neue geplante Förderregelungen für H₂ Kraftwerke könnten dazu führen, dass neue (nicht geförderte) Investitionen in thermische Kraftwerkskapazitäten nicht getätigt werden

Im Rahmen der Novellierung des EEG 2023 sind zwei neue Förderprogramme für „H₂-Ready“-Kraftwerke vorgesehen:

- Subventionsauktionen für sogenannte **Sprinteranlagen mit H₂-fähigen Gasturbinen**. Das Auktionsvolumen wird schrittweise von 800 MW im Jahr 2023 auf 1.400 MW im Jahr 2026 erhöht. Insgesamt werden so rund 4 GW an Anlagen gefördert.
- Subventionsauktionen für sogenannte H₂-Kombi-Anlagen, die aus einer Kombination von Elektrolyseuren und H₂-fähigen Gasturbinen bestehen und einspeisefähig sein müssen. Das

Auktionsvolumen wird schrittweise von 400 MW im Jahr 2023 auf 1.000 MW installierte Leistung im Jahr 2028 erhöht. Insgesamt sollen 4,4 GW an Anlagen gefördert werden.

In gesonderten Verordnungsermächtigung sollen die genauen Regelungen zu den Förderregimen im Detail geklärt werden.

Mit diesen neuen Maßnahmen versucht die deutsche Bundesregierung, Anreize für Investitionen in die dringend benötigten thermischen Kraftwerke zu schaffen. Auf den ersten Blick scheint dies ein geeigneter Lösungsansatz zu sein. Allerdings ist zu beachten, dass sich diese neuen Förderregelungen, auch wenn die Einzelheiten noch festzulegen sind, aus zwei Gründen von anderen Förderregelungen unterscheiden werden, welche Investitionen in nicht geförderte thermische Kraftwerke erheblich erschweren:

- Im Gegensatz zu vielen bestehenden Kapazitätsreserveprodukten werden die **neu geförderten Anlagen höchstwahrscheinlich nicht aus dem EoM herausgehalten werden**. Die existierenden deutschen Reserveprodukte (Kapazitätsreserve, Netzreserve usw.) wurden bewusst vom Energiemarkt getrennt und dürfen nicht am Markt teilnehmen. Im Gegenzug erhalten sie eine Kapazitätsvergütung. Hintergrund war die Bestrebung, eine beihilferechtliche Genehmigung durch die EU zu erhalten und den Wettbewerb im Erzeugungsbereich nicht zu beeinträchtigen. Auf diese Weise greifen die Anlagen, die eine Kapazitätsvergütung erhalten, nicht in die Merit-Order ein und beeinflussen nicht die Volllaststunden nicht geförderter Kraftwerke im EoM. Wenn die neuen geförderten H₂-Anlagen am EoM teilnehmen dürfen, entwerten sie bestehende oder geplante nicht geförderte Investitionen.
- Außerdem haben die bestehenden EE-Strom-Subventionen in den Energiemarkt eingegriffen und die bestehenden Anlagen, einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), entwertet, indem sie die Anzahl der Betriebsstunden und/oder ihre Renten reduziert haben. Die verbleibenden Backupkapazitäten, deren kurzfristige Grenzkosten höher sind als die des EE-Stroms, sind jedoch meist auf Stunden mit geringer EE-Strom-Einspeisung ausgerichtet. Dies bedeutet, dass die bestehenden einsatzfähigen Kraftwerke auf dem Markt durch die Hinzufügung von mehr EE-Strom (ähnlicher Art und ähnlichen Profils) weniger beeinflusst werden, da sie in unterschiedlichen Stunden des Jahres erzeugen. Indirekt werden sie durch die zunehmende Speicherung von überschüssigem EE-Strom beeinflusst. **Die neu geplanten Auktionen für Wasserstoffkraftwerke werden sich jedoch direkt auf den Wettbewerb in Stunden mit geringem EE-Stromanteil auswirken**, in denen thermische Kraftwerke, DSM, Importe, Pumpspeicherwerke und Batterien um Renten konkurrieren werden. Die Subventionen werden einer Gruppe von Backup-Kraftwerken (Wasserstoff-Kombi oder Sprinter) einen großen Vorteil verschaffen.

Das Ausmaß der Beeinträchtigung wird stark von der genauen Ausgestaltung der Förderregelungen abhängen, die noch nicht bekannt sind (z. B. Kapazitätzahlungen und fester Zuschlagspreis vs. Marktprämie zur Senkung des Strompreisrisikos vs. an den Wasserstoffreferenzpreis indexierte Zuschlagspreise, Contracts for Difference (CfD), usw.).

Auf jeden Fall werden diese neuen Fördersysteme jedoch Investitionen in nicht geförderte Kapazitäten sehr viel schwieriger machen. Auch wenn es sich bei den geplanten Auktionsvolumina nur um 8,4 GW H₂-fähige thermische Kapazitäten handelt, was nur ein Bruchteil der immensen thermischen Kapazitäten ist, die bis 2030 und darüber hinaus benötigt werden, bergen sie Risiken: Investoren, die bei den Auktionen nicht erfolgreich waren, könnten von der Realisierung ihrer Projekte Abstand nehmen oder auf neue Auktionsvolumina warten. Dieser Attentismus kann zu einer Fehlentwicklung führen: wenige geförderte Kapazitäten können dazu führen, dass mehr und mehr Subventionen benötigt werden, um steuerbare Kapazitäten und Speicher in den Markt zu bringen, bis am Ende alle Anlagen subventioniert sind. Diese neuen, gut gemeinten Förderregelungen können zu einem ungewollten (nicht vollständig durchdachten) Kapazitätsmarkt führen.

Die politischen Entscheidungsträger können viel zur Förderung von Investitionen beitragen, wenn die Regelungen angemessen konzipiert sind und wirksam kommuniziert werden. Im Falle der neuen Regelungen bedeutet dies insbesondere, dass Klarheit über die Einzelheiten der Förderregime und eine klare Vorstellung davon geschaffen werden muss, wie nicht geförderte Anlagen im Wettbewerb bestehen können (d. h. auf welche Einnahmequellen sie sich stützen können). Bleibt die Ungewissheit bestehen, werden die erforderlichen Investitionen in thermische Anlagenkapazitäten nicht getätigt werden.

Drei mögliche Marktdesigns zur Förderung von Investitionen in Backup-Kapazitäten

Wir haben gezeigt, dass der Rahmen für alle drei möglichen Einnahmequellen für regelbare Kraftwerke in Deutschland verbessert werden müssen, um Investitionen in dringend benötigte thermische Backup-Kapazitäten zu fördern:

- Der **Energy-only-Markt** hat sich bzgl. der Vermittlung von Knappheitssignalen über Preise bewährt, konnte bisher jedoch nicht ausreichend Investitionen in neue Backup-Kapazitäten anregen, die für die Generation Adequacy erforderlich sind. Die viel diskutierte, aber noch nicht weiter geklärte tiefgreifende Reform der europäischen Strommärkte mit einer möglichen Abschaffung des Merit-Order-Prinzips hat zudem zu großer Unsicherheit geführt.
- Instrumente mit **Kapazitätsvergütungsmechanismen** innerhalb der strategischen Reserve wurden entweder nicht für neu installierte Kraftwerke konzipiert oder werden nicht fortgeführt. Keines der Instrumente bietet ausreichende Anreize für Investitionen in neue thermische Kapazitäten.
- Zahlungen für immer wichtiger werdende **Systemdienstleistungen** können eine wichtige Einnahmequelle sein, wenn sie fair sind. Dies ist jedoch nicht immer der Fall.

Auf der Basis dieser Erkenntnisse skizzieren wir drei verschiedene öffentlich organisierte Marktdesigns, die effiziente Anreize für Investitionen in thermische Kraftwerkskapazitäten bieten und ein stabiles und klares Marktumfeld schaffen könnten. Alle drei Optionen bieten die Möglichkeit, Einnahmen aus dem Verkauf von Erzeugung, aus der reinen Bereitstellung von Kapazitäten und aus Systemdienstleistungen zu erzielen. In allen drei Fällen bleibt das Merit-Order-Prinzip erhalten, das die Möglichkeit zur Erwirtschaftung von inframarginalen Renten bietet und über einen funktionierenden Preisbildungsmechanismen Knappheit signalisiert. Absicherungsmöglichkeiten auf Terminmärkten oder über PPAs werden beibehalten und eine faire Vergütung für alle Systemdienstleistungen gewährleistet.

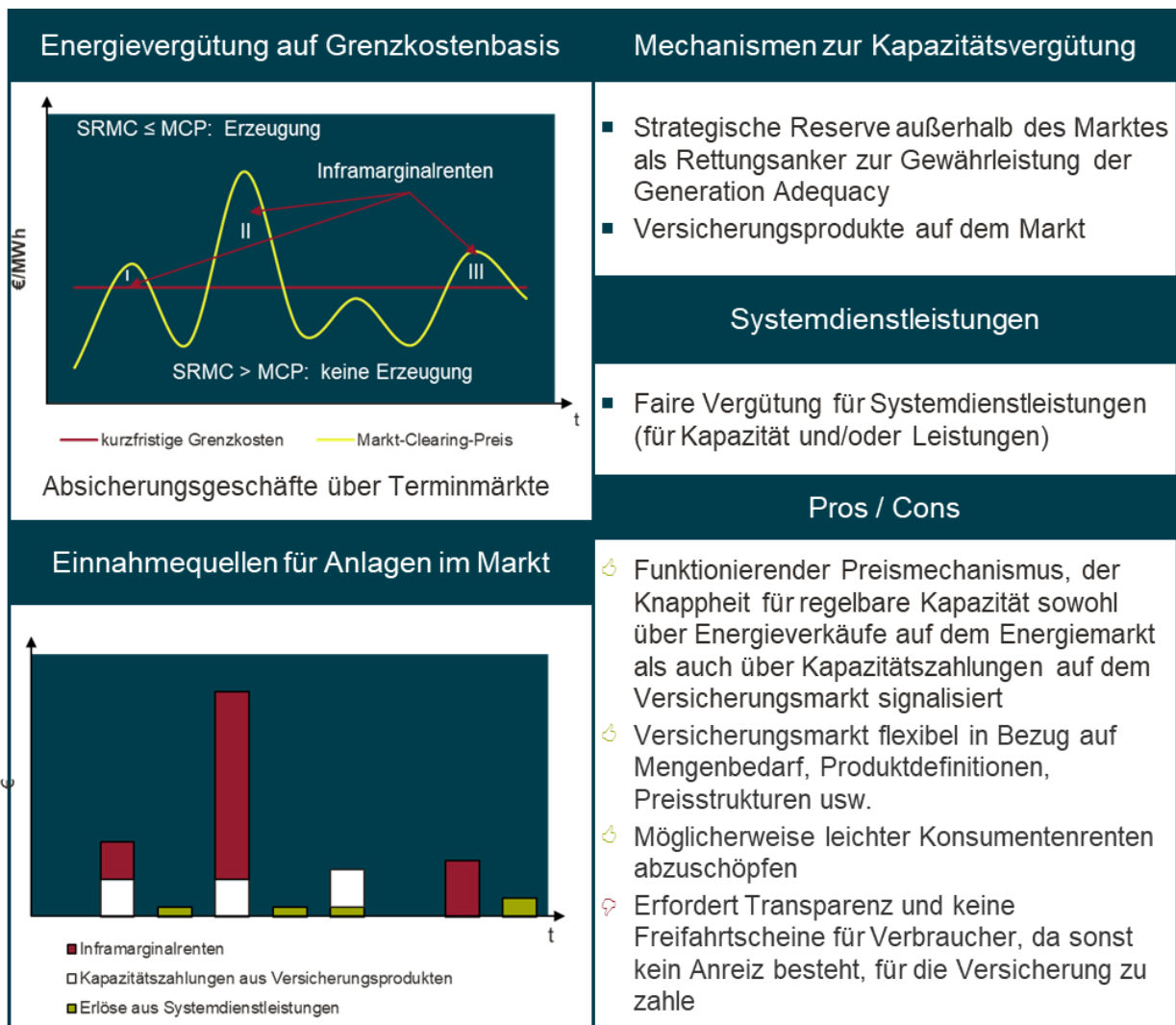
EoM mit marktbasierter Versicherungsprodukten

Innerhalb des ersten Marktdesigns (**Abbildung 11**), dem Energy-only-Markt mit marktbasierter Versicherungsprodukten, werden Margen zur Deckung von CAPEX und fixen O&M in Knappheitsstunden über den Energieverkauf erzielt. Es bestehen Möglichkeiten zur Absicherung von Marktrisiken über Future-/Terminmärkte. Eine kleine strategische Reserve wird für alte thermische Anlagen außerhalb des Marktes als letzte Möglichkeit vorgehalten, wenn die Energiemärkte nicht gecleart werden können. Darüber hinaus bieten steuerbare Anlagen innerhalb des Marktes (Teile ihrer) Kapazität in Form von Versicherungen an, die sich über Marktprodukte entwickeln, die Bilanzkreisverantwortlichen, die Ungleichgewichtspreisen ausgesetzt sind, angeboten werden. Alle Systemdienstleistungen werden fair bezahlt, entweder für die Kapazität und/oder für die Erbringung der Dienstleistung, wenn diese abgerufen wird. Knappheit wird über die Preise sowohl auf dem

Energie- als auch auf dem Versicherungsmarkt signalisiert und sorgt für eine ausreichende Bereitstellung der benötigten steuerbaren Kapazität (z. B. thermische Kraftwerke). Die Flexibilität auf dem Versicherungsmarkt erleichtert zudem möglicherweise die Abschöpfung von Konsumentenrenten, was zu höheren Renten für steuerbare Kapazitäten führt. Dieses Marktdesign, das auf am Markt entwickelten Produkten basiert, erfordert jedoch eine hohe Transparenz und keine Freifahrtscheine für Verbraucher, um einen Anreiz zu schaffen, für die Versicherung zu zahlen.

Die zentralen Probleme im Zusammenhang mit diesem Marktdesign sind das Free-Rider-Problem und ein erhebliches Risiko für die Systemzuverlässigkeit. Ohne vorausschauende Preissignale, die für eine angemessene Vergütung sorgen, könnte die Generation Adequacy in Zeiten schnellen Lastwachstums, das durch die für die Dekarbonisierung erforderliche Elektrifizierung des Verkehrs und der Heizung verursacht wird, in Gefahr geraten.

Abbildung 11 EoM mit marktbasierter Versicherungsprodukten



Quelle: Frontier Economics

Fallstudie: Die Energiekrise in Kalifornien 2000-2001

In den Vereinigten Staaten war die kalifornische Energiekrise 2000-2001 das Ergebnis eines zu kurzfristig ausgerichteten Marktdesigns in Verbindung mit einem Jahrzehnt unzureichender Investitionen in neue Erzeugungsanlagen, um mit dem Lastwachstum Schritt zu halten. Als Reaktion auf die Probleme mit der Versorgungssicherheit, die in dieser Zeit auftraten, führte der Staat ein System ein, das die Versorgungsunternehmen dazu verpflichtete, die Generation Adequacy durch die Beschaffung von verlässlichen Kapazitäten nachzuweisen. Dieser Ansatz hat Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten durch einen marktbasierter Mechanismus in Kombination mit einer staatlichen Versorgungssicherheitsplanung geschaffen.

Energiemarkt mit Knappheitsfunktion und marktbasierter Versicherungsprodukten

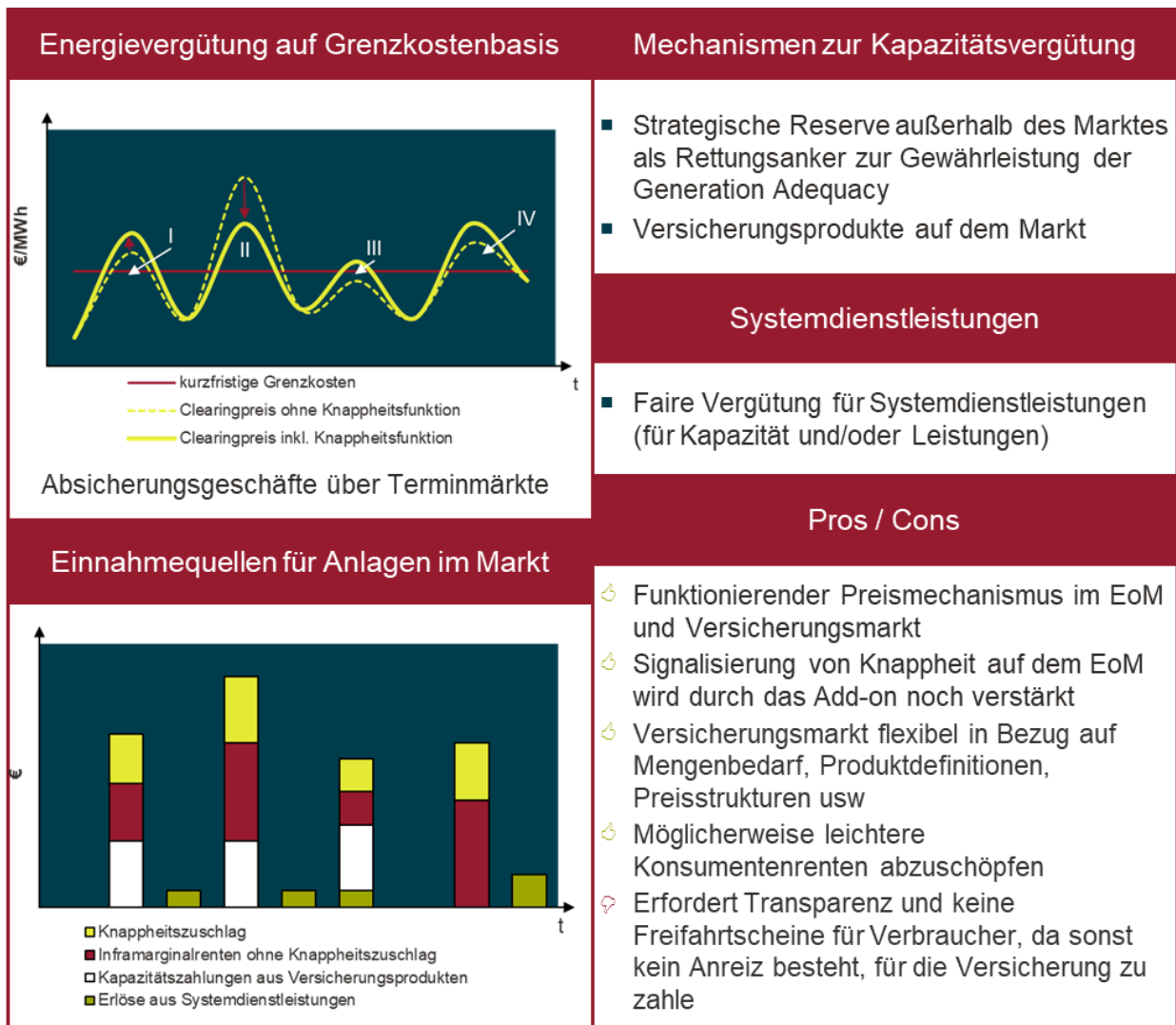
Das zweite Marktdesign (**Abbildung 12**), der Energiemarkt mit Knappheitsfunktion und marktbasierter Versicherungsprodukten, unterscheidet sich nur durch die Implementierung eines zusätzlichen Features für Knappheit, das dem Energy-only-Markt helfen kann, in Zeiten knapper Erzeugung die richtigen Preissignale an die Energieversorger zu senden. Mit diesem zusätzlichen Feature steigen die Großhandelspreise auf dem Day-Ahead-Strommarkt automatisch, wenn die verfügbaren Kapazitäten abnehmen, und zwar zunächst mit kleinen Beträgen, die auf den systemweiten Großhandelspreis aufgeschlagen werden, bis zur Preisobergrenze, wenn sich die verfügbaren Kapazitäten einem vordefinierten (unteren) Schwellenwert nähern. Der Knappheitsaufschlag auf den Großhandelspreis führt dazu, dass sich die Margen für steuerbare Anlagen auf mehr Stunden verteilen, wobei die Preisspitzen mit dem Aufschlag abflachen. Wenn die Gebote nicht angepasst werden und die Renten sehr attraktiv sind, provozieren die etablierten Unternehmen neue Markteintritte (sofern dies technisch möglich ist und nicht durch Standort- oder Netzzugangsbeschränkungen oder komplexe Genehmigungsverfahren eingeschränkt wird). Der Knappheitsaufschlag trägt dazu bei, Knappheit stärker und früher zu signalisieren. Die Hinzufügung einer weiteren Preiskomponente, die in Zeiten bereits hoher Preise diese nochmals erhöhen, könnte jedoch politisch nicht durchsetzbar sein. Daneben könnte die zu entwickelnde Anwendungsregel komplexe Analysen zur (verfügbaren) Kapazitätssituation usw. erfordern. Je nachdem, wie der Aufschlag im Einzelnen berechnet und angewandt wird, könnte er auch Anreize für die Anbieter schaffen, das wahrgenommene Kapazitätsangebot künstlich zu verringern.

Fallstudie: Das Risiko fehlender langfristiger Preissignale – das Beispiel von Texas

In den Vereinigten Staaten wurde 2014 vom Rat zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit der Elektrizität in Texas (ERCOT) ein Marktdesign eingeführt, das auf einem EoM mit Versicherungskapazitätsprodukten basiert. Mehrere Jahre lang gingen davon keine nennenswerten langfristigen Preissignale aus, was zu umfangreichen Stilllegungen bestehender steuerbarer Erzeugungsanlagen und unzureichenden Investitionen in Kapazitäten zu deren Ersatz führte. Schon im Sommer 2019 führten Knappheitspreise zu bedeutenden Einnahmen für die Erzeuger. Im Winter 2021 kam es dann in Texas aufgrund der kalten Witterung zu einer Stromversorgungskrise, bei der etwa 40 % des Kraftwerksparks ausfielen und der Übertragungsnetzbetreiber (ERCOT) gezwungen war, Millionen von Kunden mehrere Tage lang ohne Strom zu lassen. Zwar war der Auslöser für dieses Ereignis das Wetter. Dennoch deutete es auch auf ein Versagen eines EoM ohne funktionierende langfristige Preissignale (z. B. über liquide Terminmärkte) hin. Ein ähnlicher Sturm im Winter 2011 hatte bereits Bedenken hinsichtlich der Widerstandsfähigkeit des Stromsystems geweckt. Empfehlungen, vorbeugende Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu ergreifen, wurden von den Kraftwerksbetreibern größtenteils ignoriert, da die Durchführung dieser Investitionen (z. B. in Wetterschutz) zu Wettbewerbsnachteilen auf dem Energy-only-Markt hätte führen können.

Während dieses Ereignisses stiegen die Großhandelspreise für Strom in Texas auf ein noch nie dagewesenes Niveau. Diese Preissignale konnten die Krise jedoch nicht verhindern, da sie zu spät kamen. Die Auswirkungen dieser extrem hohen Preise auf die Verbraucher hatten auch erhebliche politische Konsequenzen. Mehrere hochrangige Beamte von ERCOT mussten in der Folge zurücktreten. Um eine ähnliche Situation in Zukunft zu verhindern, wird derzeit ein Vorschlag diskutiert, der die Versorgungsunternehmen dazu verpflichtet, die Generation Adequacy nachzuweisen, ähnlich dem Marktdesign, das Kalifornien nach seiner Energiekrise 2000-2001 eingeführt hat.

Abbildung 12 Energiemarkt mit Knappheitsfunktion und marktbasierten Versicherungen

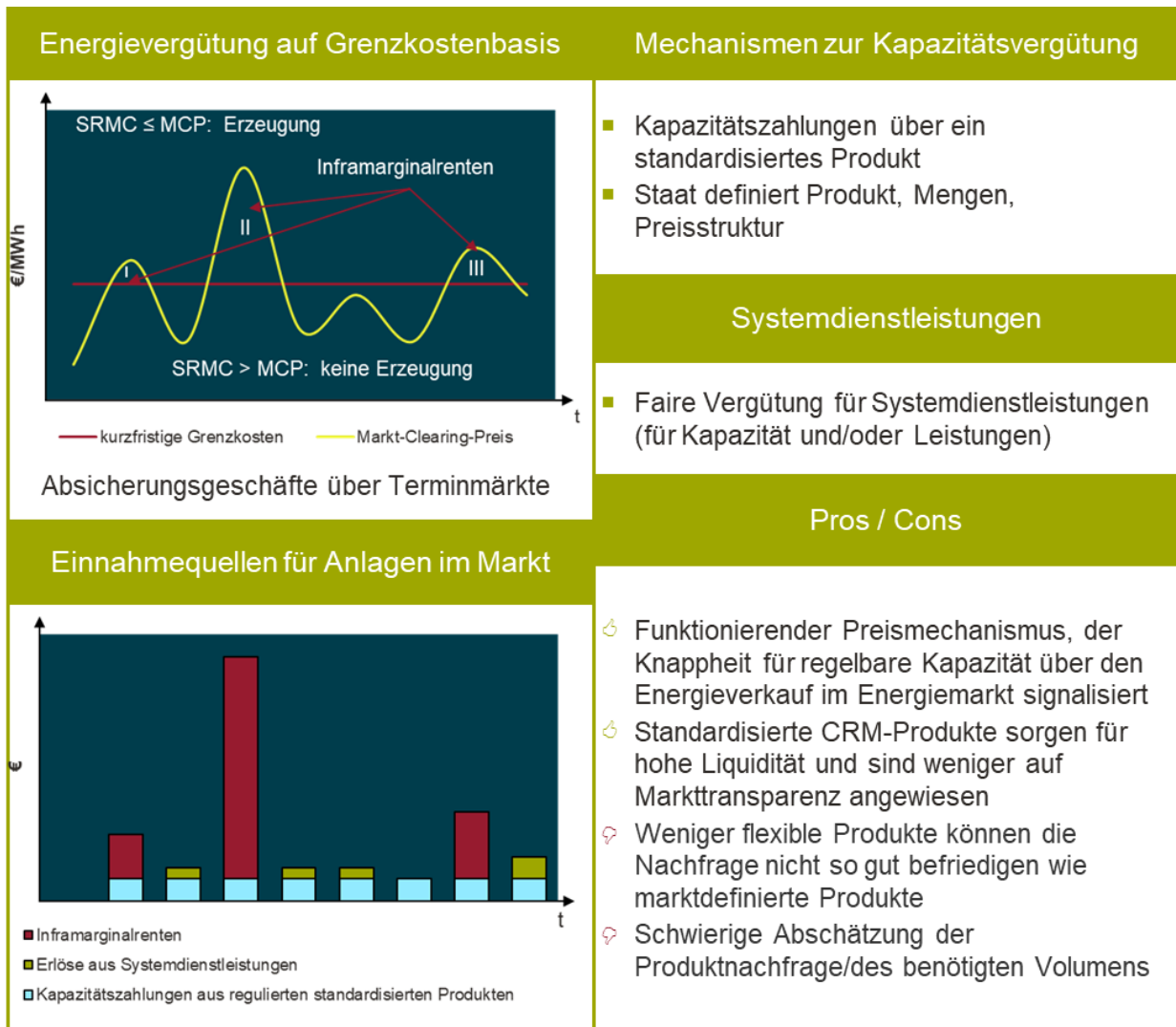


Quelle: Frontier Economics

Energiemarkt mit regulierten Kapazitätsprodukten

Im dritten vorgeschlagenen Marktdesign (**Abbildung 13**), dem Energiemarkt mit regulierten Kapazitätsprodukten, werden die Versicherungsprodukte nicht frei auf dem Markt definiert, sondern sind regulierte standardisierte Kapazitätsprodukte, die vom Staat festgelegt werden, der auch die benötigten Mengen schätzt. Steuerbare Kraftwerke dürfen sowohl auf dem Energiemarkt als auch auf dem standardisierten Kapazitätsmarkt bieten. Die standardisierten Kapazitätsprodukte führen zu einem liquiden Markt, der nicht auf ein hohes Maß an Markttransparenz angewiesen ist. Die fehlende Flexibilität bei der Produktdefinition und der Mengenermittlung kann jedoch zu einer Unterdeckung des tatsächlichen Bedarfs führen. Außerdem erfordern die regulierten Produkte einen zusätzlichen Verwaltungsaufwand.

Abbildung 13 Energiemarkt mit regulierten Kapazitätsprodukten



Quelle: Frontier Economics

Fallstudie: Kapazitätsauktionen und Kapazitätsmärkte – Beispiel aus den USA und Großbritannien

Auf US-Märkten hat es erhebliche administrative Anstrengungen und öffentliche Kontroversen über die Wechselwirkung zwischen zentralisierten Kapazitätsmärkten, die von ÜNB betrieben werden, und staatlichen Maßnahmen zur Förderung kohlenstofffreier Energie gegeben. So musste beispielsweise der größte ÜNB des Landes, PJM Interconnection, seine Kapazitätsauktion wegen eines Verfahrens bei der Federal Energy Regulatory Commission um zwei Jahre verschieben. Ausschlaggebend dafür war die Sorge, dass staatlich subventionierte saubere Energieressourcen die Auktionspreise nach unten drücken könnten, wodurch es für Ressourcen in anderen Staaten ohne Subventionen schwieriger werden könnte, die Auktion zu gewinnen (PJM umfasst 13 Staaten und den District of Columbia, die alle eine unterschiedliche Energiepolitik verfolgen). Derzeit findet die am weitesten in die Zukunft gerichtete Kapazitätsauktion von PJM nur ein Jahr vor dem Zeitraum statt, für den sie die Versorgungssicherheit gewährleisten soll. In der Vergangenheit wurde diese Auktion drei Jahre im Voraus durchgeführt, um genügend Zeit für den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten zu gewährleisten.

Im Vereinigten Königreich finden Kapazitätsauktionen sowohl ein Jahr als auch vier Jahre im Voraus statt. Dies liefert nicht nur vernünftige Signale für Kapazitätsinvestitionen, es führt auch dazu, dass die Clearingpreise auf dem Kapazitätsmarkt sinken. Ein Zeichen, dass sich das Kapazitätsdefizit reduziert.

Fazit zu den potenziellen Marktdesignoptionen

Die drei vorgestellten potenziellen Marktdesignoptionen zeigen, wie wichtig diversifizierte Einnahmequellen sind, die Inframarginalrenten aus Energieverkäufen, Kapazitätsvergütungen und faire Zahlungen für Systemdienstleistungen ermöglichen. In Anbetracht der vielfältigen Dienstleistungen, die thermische Kraftwerke erbringen können, sollte die Kombination von Einnahmen aus diesen Quellen erlaubt sein.

Die erste Marktdesignoption, der Energy-only-Markt mit marktbasieren Versicherungsprodukten, kann prinzipiell eine gute Lösung für den deutschen Strommarkt sein. Es bedarf aber Verbesserungen in Bezug auf die Transparenz am Markt und den Schutz der Investoren vor politischen Eingriffen in Stunden mit hohen Margen (welche zur Deckung der Fixkosten erwirtschaftet werden müssen). Des Weiteren ist es erforderlich das politische Entscheidungsträger, das potenzielle Free-Rider-Problem entschärfen.

In anderen Regionen der Welt (z. B. in bestimmten Teilen der USA) werden völlig andere Konzepte für die Gestaltung des Strommarktes angewandt – häufig werden Systeme mit regionalen

Energieversorgungsunternehmen, Energie-„Pools“ oder „Single Buyer“ und/oder lokalen Netzbetreibern eingesetzt. In einem solchen Marktdesign mit einem Energiepool fasst ein einziger Käufer/Systembetreiber die gesamte zentrale Erzeugung und die dezentrale Eigenerzeugung der Industrie in einem Pool oder über den „Single Buyer“ zusammen. Ein Systembetreiber ist der Koordinator der langfristigen System Adequacy. Da alle Informationen kanalisiert werden, sind Ziele für die Generation Adequacy leichter zu bestimmen und zu überwachen. Da Deutschland jedoch ein eng verbundener und zentraler Teil eines europäischen Stromsystems und auch Teil eines gemeinsamen europäischen Energiemarktes ist, der nicht als „Pool“-System organisiert ist, würde dieses Konzept weitreichende und grundlegende Änderungen auf europäischer Ebene erfordern. Angesichts von Millionen von Prosumern, die in den nächsten Jahrzehnten in dezentrale Photovoltaikanlagen, Batterien, Wärmepumpen und batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV) investieren werden, ist eine zentral geplante System Adequacy viel schwieriger vom Staat oder Netzbetreiber zu erreichen und zu überwachen.

Im Rahmen des bestehenden deutschen EoM-Marktdesigns wird davon ausgegangen, dass Preise in liquiden Terminmärkten das längerfristige Knappheitssignal an Investoren liefern. Investoren treffen Investitionsentscheidungen dann unter Anbetracht der Preiserwartungen und investieren in Kapazität, wenn Preise ausreichend Knappheit signalisieren. Dies hat jedoch bisher nicht den notwendigen Anreiz gegeben, ausreichend in die Backup-Kapazitäten zu investieren, um eine Generation Adequacy im System zu gewährleisten.

Unabhängig davon, welcher Ansatz gewählt wird, ist es für Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten oder die Aufrechterhaltung bestehender Kapazitäten äußerst wichtig, dass die Investoren

- ausreichende und rechtzeitige (d. h. Jahre im Voraus) Preissignale durch liquide und transparente Terminmärkte erhalten und
- Zukunftsprognosen über die Generation Adequacy (z. B. drei Jahre im Voraus) erhalten, die vom Energieministerium, den Netzbetreibern und der Regulierungsbehörde koordiniert erstellt und durch ausreichende Vergütungsanreize unterstützt werden, damit Investitionen getätigt werden.

Empfehlungen zur Förderung von Investitionen in Backup-Kapazitäten

Die Erreichung des Ziels der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland stellt hohe Anforderungen an unser Energiesystem. Ein entscheidendes Element unseres dekarbonisierten Stromsystems wird die ausreichende Verfügbarkeit von Backup-Kapazitäten sein, die größtenteils aus thermischen Kraftwerken bestehen werden. Wenn es uns nicht gelingt, die erforderlichen Kapazitäten rechtzeitig zur Verfügung zu stellen, wird die Generation Adequacy im deutschen Stromsystem (insbesondere in Süddeutschland) gefährdet sein, was zu unvorhersehbaren Kosten für die Verbraucher (Haushalte und Industrie) und die gesamte Wirtschaft in Deutschland führen wird.

Es kann eine Menge getan werden, um die erforderlichen Investitionen zu fördern. Insbesondere müssen **Regulierungsbehörden und politische Entscheidungsträger Klarheit über die folgenden drei Aspekte schaffen:**

1. Die **Spielregeln** im zukünftigen europäischen und deutschen Strommarkt.
2. Den **Vergütungsmechanismus** für flexible Erzeugungstechnologien.
3. Die Verfügbarkeit von **Infrastruktur** und **Brennstoffen**.

Klare Spielregeln für die Teilnahme am europäischen und deutschen Strommarkt

Die aktuelle Energiekrise hat zahlreiche Debatten über das zukünftige Strommarktdesign in Europa und Deutschland angestoßen. Insbesondere das Infragestellen des Merit-Order-Prinzips seitens der Europäischen Kommission im September 2022 und der damit verbundenen Ankündigung einer grundlegenden Reform des europäischen Strommarktes hat zu einer hohen Unsicherheit über die Spielregeln geführt, die Marktteilnehmer im zukünftigen deutschen Strommarkt zu beachten haben werden. Dies macht fundierte Investitionsentscheidungen derzeit nahezu unmöglich. Es muss also schnellstmöglich Klarheit geschaffen werden, wie das künftige Strommarktdesign aussehen soll. Dabei sollten insbesondere folgende Aspekte sichergestellt werden:



- **Ein Marktmechanismus mit einem funktionierenden Preissignal muss beibehalten werden.** Die notwendigen Mengen an Backup-Kapazitäten lassen sich nicht einfach ableiten, sondern hängen von zahlreichen Entwicklungen in unserem Energiesystem und darüber hinaus ab. Eine starre staatliche Mengenplanung ist nicht immer in der Lage, eine effiziente Menge an benötigten Kapazitäten fristgerecht bereitzustellen. Beispiele in Deutschland wie die verzögerten Wind-Offshore-Auktionen, die mit "0" Preisen endeten und eine Lotterie zur Ermittlung der Auktionsgewinner erforderten, sowie die nach oben korrigierten Mengen in der nationalen Wasserstoffstrategie zeigen, dass es für den Staat unglaublich schwierig ist, Mengen richtig zu planen. Theoretisch ist es deshalb vorzuziehen, die **benötigten Mengen durch Marktmechanismen bestimmen zu lassen**. Dies erfordert jedoch neben einem hohen Maß an Markttransparenz auch die Akzeptanz von Preisspitzen sowie klar definierte Verantwortlichkeiten

(es kann keine Freibriefe (*free lunches*) geben, z. B. für die Bilanzkreisverantwortlichen). Die notwendige Vorlaufzeit für den Zubau von Kapazitäten kann die Wirksamkeit eines reinen „Spot“-Energiepreissignals in Frage stellen. Daher werden zusätzlich transparente und liquide Terminmärkte benötigt, um frühzeitig Preissignale zu senden. Preissignale könnten theoretisch auch anderweitig Jahre im Voraus „gesendet“ werden, z. B. durch staatlich vorgeschriebene Anforderungen an die Angemessenheit der Stromerzeugung (*state-mandated generation adequacy requirements*) für Stromversorgungsunternehmen wie in einigen US-Bundesstaaten oder für andere Bilanzkreisverantwortliche.³³

- **Technologieoffenheit** ist entscheidend, um technologische Innovationen für die Entwicklung von effizienten zukünftigen Lösungen zu ermöglichen. Wir werden eine Vielzahl von Technologien benötigen, um sowohl die Versorgungssicherheit als auch die rechtzeitige Dekarbonisierung des Energiesystems gewährleisten zu können (z. B. mit synthetischem Erdgas (SNG), Biomethan oder Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke, ggf. auch mit fossilem Erdgas inkl. CCU/CCS).
- Die im EEG 2023 vorgesehenen **neuen Förderregime für Wasserstoffkraftwerke** (Sprinter- und Kombianlagen) sind erste Maßnahmen, um Anreize für Investitionen in steuerbare mit Wasserstoff betriebene Kapazitäten zu schaffen. Jedoch bleiben aktuell noch viele Fragen zur Verfügbarkeit von Wasserstoff und dessen Kosten offen, was ein Risiko für Investoren in Backup Kraftwerke darstellt. Es werden klare und transparente Teilnahmebedingungen für die Förderregime benötigt, um effiziente Marktergebnisse, basierend auf klaren Zielvorgaben (Klima, Versorgungssicherheit) und einem angemessenen CO₂-Preis zu ermöglichen. In jedem Fall müssen sie sorgfältig, aber eben auch schnell konzipiert werden. Aus folgenden zwei Gründen werden sie sich von den bestehenden Förderregimen und Reserveprodukten unterscheiden: Erstens werden die Wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen im Rahmen der neuen Förderregime im Gegensatz zu den bestehenden Reserveprodukten (d. h. Netzreserve, Kapazitätsreserve) höchstwahrscheinlich nicht an der Teilnahme an den Strommärkten gehindert (d. h. sie werden höchstwahrscheinlich keinem Vermarktungsverbot unterliegen). Zweitens zielen die neuen Subventionen, anders als die bestehenden Förderregelungen für erneuerbare Energien, auf steuerbare Kraftwerke ab. Als Backup-Kapazitäten auf dem Strommarkt werden sie in Stunden mit geringer EE-Strom-Einspeisung benötigt – also die Stunden, in denen auch andere (nicht geförderte) Erzeugungs-/Flexibilitätsoptionen wie (andere) Wasserstoffturbinen, DSM, Importe, Pumpspeicher und Batterien zum Zug kommen müssen, um ihre Kosten decken zu können. Somit werden die neuen Regime den Wettbewerb auf dem Strommarkt direkt beeinträchtigen. Darüber hinaus muss klar sein, dass der zu erarbeitende Vorschlag für die geplante Förderung der Sprinter- und Kombikraftwerke das Risiko volatiler Brennstoffpreise (z. B. für grünen Wasserstoff) berücksichtigen sollte - einem Risiko dem andere EEG Kraftwerke wie Wind on/offshore und PV-Anlagen nicht ausgesetzt sind, das aber dann in der Ausgestaltung der Förderung für Sprinterkraftwerke mitberücksichtigt werden muss.

³³ Lessons Learnt aus anderen Strommärkten können nicht einfach auf den deutschen Fall übertragen werden, sondern sollten vielmehr als Fallstudien für die weitere Bewertung betrachtet werden. Änderungen in der Funktionsweise eines Marktes müssen sich in das gesamte Marktdesign einfügen, das sich zwischen den einzelnen Strommärkten erheblich unterscheiden kann.

- **Lokale Knappheit muss sichtbar sein.** Um die Knappheit lokaler Erzeugungs- oder Übertragungskapazitäten in bestimmten Regionen (z. B. in Süddeutschland) aufzuzeigen, sind lokale Signale unerlässlich. Hier sollten alternative Gebotszonenkonfigurationen, wie sie derzeit im Rahmen der Überprüfung der Gebotszonen durch ACER diskutiert und analysiert werden, ebenso in Betracht gezogen werden wie andere Optionen (standortbezogene Netzentgelte oder standortbezogene Signale als Teil des Auktionsdesigns).
- Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die **Gebotszonen groß genug bleiben, um liquide Märkte zu schaffen**, die Hedgingstrategien ermöglichen. Außerdem sollen Investitionsentscheidungen nicht unter ständiger Unsicherheit über die Neuordnung der Gebotszonen getroffen werden. Sobald eine Entscheidung bzgl. einer möglichen Gebotszonenumstrukturierung getroffen ist, sollten die (neuen) Gebotszonen stabil gehalten werden, um Investoren Planungssicherheit zu geben.

Klare Vergütungsmechanismen



Politische Entscheidungsträger müssen so bald wie möglich Klarheit über **den geplanten Vergütungsmechanismus für Backup-Kapazitäten** schaffen. Grundsätzlich sollten **alle** von der **Backup-Kapazitäten** erbrachten **Leistungen** bezahlt werden, d. h. es sollte eine faire Vergütung für (a) die Stromerzeugung, (b) die Kapazitätsverfügbarkeit und (c) die erbrachten Systemdienstleistungen geben.

- Backup-Kapazitäten werden nur während einer begrenzten Anzahl von Stunden Strom erzeugen. Es gilt sicherzustellen, dass die Preise nicht (z. B. durch die viel diskutierten Preisobergrenzen) verzerrt werden, sondern vielmehr **ausreichend Renten ermöglichen**. Das bedeutet, dass Preisspitzen in Kauf genommen werden müssen. Außerdem muss so schnell wie möglich Klarheit darüber herrschen, wie die von der Europäischen Kommission angekündigten tiefgreifenden Reformen des Stromsystems, die auf das Merit-Order-Prinzip abzielen, aussehen sollen. Die im Non-Paper der Europäischen Kommission von Ende Oktober 2022 beschriebenen, bisher nur grob skizzierten Konzepte wie CfDs für inframarginale Erzeugungstechnologien oder ein Fördermechanismus auf EU-Ebene nach iberischem Vorbild lassen aktuell keine wirkliche Investitionsplanung zu.
- Allein die Verfügbarkeit von zuverlässiger und flexibler Erzeugungskapazität ist wichtig, um die variable EE-Erzeugung zu ergänzen und sollte daher vergütet werden. **Design und Form eines Kapazitätsvergütungselements müssen klar sein**. Sie können entweder vom Staat/Regulierer in Form hoch standardisierter Kapazitätsprodukten organisiert oder über den Markt in Form von "Versicherungsprodukten" sozusagen „bottom up“ aufgebaut werden. Ex-ante ist keiner der Ansätze systematisch vorzuziehen - marktbasierende Versicherungsprodukte sind hinsichtlich Volumen, Produktdefinition und Preisstruktur flexibler, während standardisierte Produkte wesentlich transparenter sind. Damit Versicherungsprodukte eine Rolle spielen können, muss es eine glaubwürdige Pönale für Bilanzkreisverantwortliche für den Fall geben, dass Erzeugung und Last nicht ausgeglichen sind. Es darf keine Freibriefe (*free lunches*) (z. B. in Form staatlicher Rettungsprogramme) geben, da andernfalls niemand in solche Versicherungsprodukte

investieren würde. Unabhängig davon, welcher Ansatz gewählt wird, ist es äußerst wichtig, durch liquide und transparente Terminpreise bereits Jahre im Voraus entsprechende Preissignale zu setzen, um Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten ausreichend zu unterstützen. Ein Mittelweg zwischen Versicherungsprodukten ohne staatlich organisierte Mengenvorgaben und einem zentralisierten Kapazitätsmarkt könnte die Einführung staatlich vorgeschriebener Anforderungen an die Angemessenheit der Stromerzeugung für Stromversorgungsunternehmen oder den Bilanzkreisverantwortlichen sein (sog. *state-mandated generation adequacy requirements*). Solche Anforderungen könnten mehrjährige Beschaffungsverpflichtungen erzeugen. Dies würde Anreize für bilaterale Erzeugungsverträge schaffen, die auch eine Vergütung für Backup-Kapazitäten ermöglichen, deren Errichtung auf der Grundlage der Einnahmen aus dem Energiemarkt allein unwirtschaftlich sein könnten. Während in einem Energy-only-Markt die Idee darin besteht, durch die (glaubwürdige) „Gefahr“ eines hohen Energiepreises in Knappheitssituationen Anreize für Bilanzkreisverantwortliche zu schaffen, in Backup-Kapazitäten zu investieren (jeder Bilanzkreisverantwortliche „übersetzt“ die Gefahr/ das Risiko in eine individuelle Strategie für die Beschaffung von Backup-Kapazitäten³⁴), bestimmen die staatlich vorgeschriebenen Beschaffungsverpflichtungen bereits die Menge an Kapazitäten, die ein einzelner Bilanzkreisverantwortlicher zu beschaffen hat. Der Vorteil der staatlich vorgeschriebenen Beschaffung besteht darin, dass sie transparenter ist und das angestrebte Kapazitätsniveau wahrscheinlich erreicht wird. Der Nachteil ist ein viel komplexeres System, das eingerichtet und überwacht werden muss. Bei beiden Optionen kann der Markt entscheiden, welche Backup-Ressourcen am wirtschaftlichsten zu beschaffen sind. Der Weg der staatlichen Beschaffungsverpflichtungen würde jedoch ein grundlegend anderes Marktdesign in Deutschland und Europa erfordern (d. h. regionale Versorgungspools oder ein Single-Buyer-Modell³⁵) und/oder komplexe Regeln zur Bestimmung des effizienten Verpflichtungsniveaus für Bilanzkreisverantwortliche.³⁶

- **Systemdienstleistungen sind ein Schlüsselfaktor zur Sicherung der Netzstabilität und müssen fair vergütet werden.** Vorhersehbare und faire Zahlungen in Form marktbasierter Zahlungen (z. B. für die Frequenzregelung) oder auch durch regulierte Vergütungshöhen (z. B. Blindleistung für die Spannungsregelung) können bei Investitionsentscheidungen in flexible Kraftwerke eine entscheidende Rolle spielen. Wo Investitionen in Produkte der

³⁴ Die Bilanzkreisverantwortlichen oder das Versorgungsunternehmen können entscheiden, wie sie die erforderlichen Backup-Kapazitäten beschaffen: Sie können selbst in die Erzeugung investieren, Optionen mit einem festen Basispreis (EUR/MW) und einem ex-ante festgelegten Bezugspreis (EUR/MWh) von anderen Backup-Kapazitätsinhabern erwerben oder PPA mit einem garantierten Profil kaufen (in diesem Fall muss der PPA-Verkäufer das Profil mit seinen eigenen Vermögenswerten absichern und die Kapazitätskosten als Teil des PPA-Preises in EUR/MWh „abschöpfen“).

³⁵ Die Höhe der Verpflichtungen muss für jeden Bilanzkreisverantwortlichen festgelegt werden. Es müssen Regeln für die Prognose und den Wechsel von Kunden zu anderen Bilanzkreisverantwortlichen aufgestellt werden und es müssen „Kapazitätskredite“ für bestimmte Kapazitätsarten definiert werden, die zur Erfüllung der Verpflichtungen geeignet sind.

³⁶ Theoretisch führt das optimale Verpflichtungsniveau zu einem effizienten Gleichgewicht zwischen „angemessener Stromerzeugung“ (*generation adequacy*) und Kosteneffizienz für das gesamte System, wobei die Ungewissheit der künftigen Entwicklungen berücksichtigt wird. Für weitere Einzelheiten siehe S. 38

Momentanreserve ("rotierende Massen") aus Systemsicht erforderlich sind, sollte diese erbrachte „Leistung“ auch vergütet werden.³⁷

Gesicherte Verfügbarkeit von Infrastruktur und Brennstoffen



Zudem muss eine schlanke und effiziente Regulierung sicherstellen, dass die zeitlichen Verfügbarkeiten der erforderlichen Infrastrukturen für die Strom- bzw. Wasserstoffherzeugung und -übertragung aufeinander abgestimmt sind. Auch sind klare und schnelle Zulassungs- und Genehmigungsverfahren für Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen erforderlich. Die Zeitspanne zwischen Planung und Inbetriebnahme von Erzeugungskapazitäten oder Stromnetzen beträgt in der Regel mehrere Jahre und erschwert die schnelle Verfügbarkeit von dringend benötigten Kapazitäten. Das beispiellose Schnellverfahren für den Bau und Betrieb einer Anschlussleitung für das geplante LNG-Terminal in Wilhelmshaven hat gezeigt, wie schnell Verfahren ablaufen können und sollte als Blaupause für zukünftige Genehmigungsverfahren dienen. Eine ausreichende Bereitstellung von Brennstoffen erfordert außerdem ein klares und zuverlässiges Zertifizierungssystem für klimaneutrale Brennstoffe und die Möglichkeit, langfristige Verpflichtungen einzugehen. Daneben muss der Zugang zu den Kapitalmärkten für alle Marktteilnehmer klar geregelt sein. Spezielle Single-Buyer-Modelle wie die deutsche Hint.Co als Intermediär, der Teile des Mengenrisikos übernimmt, sind vielversprechend und könnten auch das Zertifizierungsrisiko deutlich senken. Hint.Co sollte zügig umgesetzt werden, wobei fehlende Details rund um das Programm so schnell wie möglich geklärt werden sollten. Des Weiteren sollte Hint.Co als Langfristmaßnahme etabliert werden, welches die Investitionsplanung für Kraftwerksinvestoren vereinfachen. Darüber hinaus gilt es, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der EU-Taxonomie schnellstmöglich zu klären und sie an die Verfügbarkeit von Kraftstoffen anzupassen.

Sobald Investoren Klarheit über die Marktbedingungen, die Einnahmequellen und die Verfügbarkeit von Infrastrukturen und Brennstoffen haben, können die erforderlichen Projekte für Backup-Kapazitäten zur Sicherstellung einer angemessenen Stromerzeugung in Deutschland realisiert werden. Aber wir brauchen schnelles Handeln und müssen politische und regulatorische Risiken so schnell wie möglich abbauen, wo dies möglich ist. Andernfalls wird die Generation Adequacy der deutschen Stromerzeugung weiterhin gefährdet bleiben.

³⁷ Es kann angeführt werden, dass "rotierende Massen" automatisch mit jeder Turbine verbunden sind (und nicht von der Erzeugungsinvestition getrennt werden können). Zwar trifft dies zu, sobald eine Turbinenanlage gebaut wurde, doch kann es bei der Investitionsentscheidung einen Unterschied machen, d. h. wenn es verschiedenen Investitionsoptionen mit rotierenden Massen (d. h. unter Einbeziehung einer Turbine) und ohne rotierende Massen (d. h. PV, Batterie) gibt.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.