Auktionsdesign für die deutsche Kraftwerksstrategie

Peter Cramton und Axel Ockenfels[1]

4. Juli 2024

Zusammenfassung

In diesem Papier liefern wir konzeptionelle Empfehlungen für ein robustes Auktionsdesign zur Beschaffung neuer flexibler, klimafreundlicher Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Rahmen der Kraftwerksstrategie. Die Kraftwerksstrategie sieht Investitionen in wasserstofffähige Gaskraftwerke vor, die zunächst mit Erdgas betrieben werden und zwischen 2035 und 2040 auf Wasserstoff umgestellt werden. Dies erfordert Subventionen, denn es ist davon auszugehen, dass die erwarteten zukünftigen Erlöse der Kraftwerke die Vollkosten nicht decken werden. Die von uns vorgeschlagenen wettbewerblichen Beschaffungsauktionen zielen darauf ab, die fehlenden Einnahmen („missing money“) auszugleichen und sicherzustellen, dass die neuen Blöcke gebaut werden. Unsere Empfehlungen haben das Potenzial, die Dekarbonisierung zu beschleunigen und die Versorgungssicherheit zu verbessern. Unser Beschaffungsansatz basiert auf bewährten Verfahren und ist auf die deutsche Situation zugeschnitten.

Das zu beschaffende Produkt soll in vier Auktionen ausgeschrieben werden. Diese sollten im Abstand von etwa drei Monaten stattfinden. Das Produkt bündelt physische, wasserstofffähige Erzeugungskapazität mit einer Rückzahlungsverpflichtung, die dann greift, wenn der Strompreis einen hohen Ausübungspreis übersteigt (“reliability option”). Dieser Ausübungspreis könnte zum Beispiel wie folgt berechnet werden: Grenzkosten eines Gas-Peakers plus 900 €/MWh. Wenn der Strompreis den Ausübungspreis übersteigt, muss die Differenz zwischen Strompreis und Ausübungspreis zurückgezahlt werden. Die Kombination aus Förderung und Rückzahlungsverpflichtung führt nicht nur zum Zubau der gewünschten Kapazitäten, sondern beinhaltet auch starke Verfügbarkeitsanreize, die sicherstellen, dass bei Bedarf Strom geliefert wird. Nach der Umstellung auf Wasserstoff wird für einen begrenzten Zeitraum (10-15 Jahre) eine staatliche Förderung gewährt, die die Differenz der Brennstoffkosten im Vergleich zu Erdgas abzüglich des CO_2-Preises abdeckt.

Standortvorgaben für die neuen Kapazitäten sollten bei der Ausgestaltung der Auktion vermieden werden. Stattdessen sollten Erwartungen über zukünftige Marktanreize als Richtschnur für effiziente Standortentscheidungen dienen, die auf antizipierten Marktreformen basieren. Die zu beschaffende Menge pro Auktion beträgt ca. 2,5 GW. Die Nachfrage sollte preiselastisch sein, d.h. bei niedrigen Preisen sollte etwas mehr Kapazität beschafft werden, bei hohen Preisen etwas weniger. Die Auktionen können als offene oder verdeckte Auktionen durchgeführt werden. Als offene Auktion empfehlen wir eine "Clock-Auktion", die in diskreten Runden durchgeführt wird. Unabhängig vom Auktionsformat wird ein "pay-as-clear"-Preis anstelle eines "pay-as-bid"-Preises verwendet, um den Wettbewerb zu fördern.[2]

Die durchschnittliche Lebensdauer eines Kraftwerksblocks beträgt 25 Jahre oder mehr. Daher wird die Rentabilität eines Kraftwerks unweigerlich durch den geplanten zukünftigen Kapazitätsmechanismus und andere Marktreformen beeinflusst. Je effizienter das Design des Energiemarktes und des Kapazitätsmechanismus ist, desto vorhersehbarer sind die zukünftigen Cashflows, auf deren Basis Investitionsentscheidungen getroffen werden, und desto nahtloser ist das Zusammenspiel mit unseren Empfehlungen zur Kraftwerksstrategie.

---

[1] Peter Cramton ist Professor für Wirtschaftswissenschaft an der University of Maryland, USA. Axel Ockenfels ist Professor für Wirtschaftswissenschaft an der Universität zu Köln und Direktor am Max-Planck-Institut zur Erforschung von Gemeinschaftsgütern in Bonn, Deutschland. Dieser Text ist eine deutsche Übersetzung des maßgeblichen Originalpapiers „Auction Design for Germany's Power Station Strategy“, das unter https://cramton.umd.edu/electricity/ verfügbar ist. Wir danken RWE für die Finanzierung dieser Studie und für hilfreiche Kommentare. Alle Ansichten in diesem Papier sind unsere eigenen.

[2] In Cramton und Ockenfels (2024) entwickeln wir ein alternatives Auktionskonzept, das dem hier vorgestellten ähnelt, aber schrittweise und flexible staatliche Ankäufe in stündlichen Auktionen über mehrere Jahre hinweg ermöglicht. Der Ansatz mildert Probleme mit unvollständigen Märkten und Marktmacht weiter ab und ermöglicht den Kauf einer Mischung aus Energie und Energieoptionen, die je nach Zeit und Lieferort variieren.

Inhalt

Einführung 3
Produktdesign und Leistungsanreize 5
Beschaffung von durch physische Kapazität abgesicherte reliability options 5
Strategische Reserve ist kein Ersatz 6
Risiken im Zusammenhang mit Wasserstoff und Absicherung durch die Regierung 7
Messung der wasserstofffähigen Kapazität und technologieneutrale Energieoptionen 8
Standortpräferenzen 8
Einhaltung von Meilensteinen für den Infrastrukturausbau 9
Präqualifikation 10
Grundlegende Prinzipien der Auktionsgestaltung 10
Abfolge und Zeitpunkt der Auktionen 11
Preisregel 12
Nachfragekurve und Reservationspreis 13
Offene oder verdeckte Gebotsauktion 14
Integration mit Deutschlands langfristiger Strommarktstrategie (Kapazitätsmechanismus) 16
Wechselwirkung zwischen der aktuellen Kraftwerksstrategie und dem zukünftigen Kapazitätsmechanismus 16
Angemessenheit und Resilienz der Ressourcen 17
Fazit 18
Literatur 19

Einführung

Das Dekarbonisierungsziel Deutschlands erfordert einen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung, den Ausstieg aus der Kohle bis 2030 und erhebliche Investitionen in flexible, klimafreundliche Erzeugungskapazitäten. Allerdings sind die Investitionsanreize unzureichend (Cramton und Ockenfels 2012; Cramton et al. 2013; BNetzA 2024; Kienscherf, Diers 2023). Die angemessene regulatorische Reaktion besteht darin, 1) langfristige Investitionen durch die Schaffung eines stabilen und soliden Strommarktrahmens zu fördern, was Jahre dauern kann, und 2) unverzichtbare flexible Ressourcen über wettbewerbsorientierte Beschaffung zu induzieren. Die beiden Komponenten stehen in Beziehung zueinander, da die beschafften Erzeugungsanlagen mehrere Jahrzehnte in Betrieb sein werden und somit Cashflows vor und nach den Marktreformen erzielen werden. Während unser Hauptaugenmerk auf der sofortigen wettbewerblichen Beschaffung liegt, müssen wir berücksichtigen, wie sich die künftigen Marktregeln auf die Beschaffung auswirken.

Zu den Ursachen für das Marktversagen gehören politische und regulatorische Unsicherheiten und Beschränkungen des Energieangebots und der Preisgestaltung, eine unelastische Stromnachfrage, unvollständige Märkte und Marktmacht. Die Markteingriffe und -störungen führen zu verzerrten Spotmarktpreisen, was zu fehlenden Erlösen („missing money“) für flexible Erzeugungskapazitäten führt (Cramton und Ockenfels 2012; Cramton et al. 2013). Diese Probleme sind weltweit auf jedem Strommarkt zu beobachten.

Als Reaktion auf diese Herausforderung ist die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung von zentraler Bedeutung für die Beschleunigung der Dekarbonisierung.[3] Sie bietet einen Rahmen für Investitionen in wasserstofffähige gasbefeuerte Kraftwerke mit einer Kapazität von bis zu viermal 2,5 GW. Diese Gaskraftwerke werden zu einem festgelegten Zeitpunkt zwischen 2035 und 2040 auf Wasserstoff umgestellt, der 2032 festgelegt wird. Die Anlagen sollten dort angesiedelt werden, wo sie möglichst systemdienlich sind. Geplant ist, diese Kraftwerke über Auktionen zu beschaffen. Die erste Auktion soll bereits im vierten Quartal 2024 stattfinden.

Die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung ist in erster Linie eine Dekarbonisierungsmaßnahme, geht aber auch die Herausforderung der Versorgungssicherheit an. Durch die Beschaffung klimafreundlicher Kapazitäten beschleunigt die Strategie die Dekarbonisierung, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden.[4]

Jeder Strommarkt hat mit „missing money“ und der Frage nach Kapazitätsmechanismen zu kämpfen. Das Verständnis der zugrunde liegenden Marktversagen und der Möglichkeiten, sie zu beheben, hat sich in den letzten Jahrzehnten verbessert. Dieses Papier liefert konzeptionelle Erkenntnisse für ein robustes Auktionsdesign aus ökonomischer Sicht. Wir stellen ein Marktdesign vor, das auf der angewandten Forschung und den Erkenntnissen von Strommarktexperten zu optimalem Auktionsdesign sowie zu den Herausforderungen der Versorgungssicherheit in restrukturierten Märkten nutzt (Aagaard und Kleit 2022a, 2022b; Ambes et al. 2023; Borenstein und Bushnell 2015; Cramton 2017, 2022; Cramton et al. 2024; Cramton und Ockenfels 2012; Cramton et al. 2013; Cramton und Stoft 2006, 2007; Gimon 2020; Gramlich und Hogan 2019; Jha und Wolak 2023; Kahn et al. 2001; Macey und Ward 2021; Macey et al.

[3] Siehe die Pressemitteilung der Bundesregierung "Einigung zur Kraftwerksstrategie" vom 5. Februar 2024.

[4] Die deutsche Strategie zur Dekarbonisierung des Stromsektors kann jedoch aufgrund des "Wasserbetteffekts" die globalen CO2-Emissionen nicht stärker reduzieren, als durch die Emissionsobergrenze im EU-Emissionshandelssystem erreicht wird.

2024; Mauch et al. 2022; Patterson und Reiter 2016; Shu und Mays 2023; Watkiss et al. 2023; Wilson 2002; Wolak 2021, 2022). Damit Deutschland seine ehrgeizigen Ziele erreichen kann, ist es unerlässlich, frühere Fehler nicht zu wiederholen.

Unsere Analyse geht davon aus, dass sich das Design des deutschen Strommarkts in Richtung einer effizienten Lösung entwickeln wird, eine Entwicklung, die wir in den letzten zwei Jahrzehnten auch auf anderen Märkten beobachtet haben. Dieser kontinuierliche Verbesserungsprozess ist zwar herausfordernd, aber machbar und notwendig, um Deutschlands ehrgeizige Klimaziele zu erreichen. Wir sind zuversichtlich, dass Deutschland sich dafür einsetzt, ein effizientes Marktdesign zu entwickeln, das mit grundlegenden ökonomischen Prinzipien und physikalischen Gesetzen der Stromversorgung in Einklang steht.

Auf diese Weise bietet unser Vorschlag einen wertvollen Benchmark, an dem andere Vorschläge gemessen werden können. Abweichungen von dem effizienten Benchmark können die Kosten der Dekarbonisierung und Versorgungssicherheit erheblich erhöhen oder sogar den Weg dorthin gefährden. Speziell werden wir, wo Unsicherheit über die Zukunft des deutschen Strommarktdesigns besteht, davon ausgehen, dass die Marktteilnehmer bei der Bewertung zukünftiger Cashflows aus ihren Investitionen eine Konvergenz zu einem effizienten Design erwarten. Wenn die Erwartungen der Teilnehmer weniger optimistisch sind, würde dies höhere Beschaffungskosten bedeuten, die als Prämie für das regulatorische Risiko betrachtet werden können. Eine effiziente Marktausgestaltung senkt die Stromkosten und verbessert die Zuverlässigkeit und Widerstandsfähigkeit des deutschen Marktes.

Das Papier besteht aus drei Hauptteilen.[5] Zunächst betrachten wir das Produkt, das im Rahmen der Kraftwerksstrategie beschafft werden soll. Wir empfehlen die Beschaffung von physischer, wasserstofffähiger Erzeugungskapazität gebündelt mit einer Rückzahlungsverpflichtung, die dann greift, wenn der Strompreis einen hohen Ausübungspreis übersteigt (“reliability option”). Die reliability option stärkt die Verfügbarkeitsanreize, die sicherstellen, dass bei Bedarf Strom geliefert wird. Wir empfehlen auch, dass auf Standortvorgaben verzichtet wird und stattdessen auf Marktanreize gesetzt wird. Zweitens schlagen wir eine Folge von Auktionen mit Auktionsregeln für verdeckte Gebote oder mit „open-clock“-Preisfindung vor, die zu einer Pay-as-Clear-Preisgestaltung führen. Im dritten Teil untersuchen wir, wie unser Marktdesignvorschlag für die Kraftwerksstrategie mit dem geplanten Kapazitätsmechanismus nach 2028 interagiert. Unsere Empfehlungen für die Kraftwerksbeschaffung stehen im Einklang mit effizienten Kapazitätsmechanismen.

[5] Unser Papier enthält keine quantitativen Schätzungen, wie z.B. über die erwartete Lücke zwischen Nachfrage und installierter Kapazität, „missing money“, CO2- und Brennstoffpreise, die Höhe der erforderlichen Subventionen nach dem verbindlichen Umstellungstermin zur Deckung der Brennstoffpreisdifferenz zu Erdgas (abzüglich des Kohlenstoffpreises), den sozialen Wert der Kapazität an bestimmten Standorten, das Ausmaß der regulatorischen und energiepolitischen Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kraftwerksstrategie, einschließlich der Unsicherheiten und Kosten im Zusammenhang mit der Versorgung mit Wasserstoff und der Bereitstellung der Wasserstoffinfrastruktur, die die Kraftwerksstrategie fördert und von der sie abhängt. Sie geht nicht auf die technischen Aspekte und die Herausforderungen der Lieferkette beim Bau von wasserstofftauglichen Kraftwerken ein und behandelt auch keine Fragen wie die Finanzierung von 100-prozentigen Wasserstoffkraftwerken und die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung in Gaskraftwerken.

Produktdesign und Leistungsanreize

Der Erfolg von Kapazitätsmärkten hängt vom Produktdesign ab. Wir empfehlen die Beschaffung von reliability options, die durch wasserstofffähige Kraftwerkskapazitäten abgesichert sind. Dieses Design gewährleistet nicht nur die Bereitstellung der gewünschten physischen Kapazität, sondern bietet auch gute Verfügbarkeitsanreize. Darüber hinaus erhält die gelieferte Energie nach der Umstellung auf Wasserstoff eine Subvention zur Deckung der Preisdifferenz zwischen Wasserstoff und Erdgas abzüglich des CO2-Preises, vorbehaltlich einer jährlichen Mengenbegrenzung. Ein effizienter Markt macht eine Differenzierung nach Kapazitätsstandort überflüssig. Unser Ansatz liefert somit eine umfassende und einfache Lösung, verringert aber den Einfluss des Wasserstoffpreises auf den Kraftwerkseinsatz. Die Motivation dafür, dass die Regierung das Wasserstoffpreisrisiko trägt, ergibt sich aus der Tatsache, dass staatliche Entscheidungen die Wasserstoffpreise während der Förderjahre beeinflussen. Das Risiko geht nach Ablauf der 10- bis 15-jährigen Förderdauer wieder auf den Produzenten über.

Beschaffung von durch physische Kapazität abgesicherte reliability options

Die Beschaffung von 10 GW wasserstofffähiger Erzeugungskapazität kann entweder rein physisch oder als Bündel mit einer Rückzahlungsverpflichtung geschehen, die dann greift, wenn der Strompreis einen hohen Ausübungspreis übersteigt ("reliability option"). Die Bündelung ist sinnvoll, um gute Verfügbarkeitsanreize für die Erzeuger zu schaffen, um Strompreisrisiken zu managen und um sicherzustellen, dass das zu beschaffende Produkt im Einklang mit dem steht, was auch ein rationaler Stromverbraucher kaufen würde. Daher empfehlen wir die Beschaffung von durch physische Kapazität abgesicherte reliability options. Die Kapazität wird in kW gemessen, die Energie in kWh. Der Energiepreis wird in €/kWh angegeben, der Kapazitätspreis in €/kW-Monat.

Der Kapazitätswert einer Ressource ist die Menge an Energie, die sie voraussichtlich in Zeiten der Knappheit liefern wird.[6] Bei einer modernen Gasanlage sind das etwa 90-95 Prozent. Der Kapazitätswert einer Ressource hängt jedoch von mehreren Faktoren ab: 1) den technologischen Merkmalen, 2) der Verfügbarkeit von Brennstoff, 3) der Betriebsfähigkeit und 4) der Lieferfähigkeit. Alle diese Faktoren hängen davon ab, ob ein systemweiter Mangel herrscht und variieren je nach Jahreszeit und Standort. Verfügbarkeitsanreize sind von entscheidender Bedeutung, da viele dieser Faktoren von den Maßnahmen des Betreibers abhängen (obwohl andere Faktoren, wie die Verfügbarkeit des Wasserstoffmarktes und die Wasserstofftransportkapazität, wiederum davon unabhängig sind). Gut gewartete Anlagen liefern zuverlässiger Strom als schlecht gewartete Anlagen. Einheiten mit Zwei-Brennstoff-Betrieb und Brennstofflager verfügen mit größerer Wahrscheinlichkeit während einer Mangellage über Brennstoff. Einheiten mit technischen Merkmalen, die über die Mindestanforderungen der Beschaffung hinausgehen, sollten besser abschneiden.

Die Beschaffung bündelt daher die erwünschte physische, wasserstofffähige Erzeugungskapazität mit einer Rückzahlungsverpflichtung, die dann greift, wenn der Strompreis einen hohen Ausübungspreis übersteigt zu einem Produkt: Die Beschaffung von durch physische Kapazität abgesicherte reliability

[6] Der Kapazitätswert unterscheidet sich vom Kapazitätsfaktor, der die durchschnittliche Energieerzeugung geteilt durch die Nennkapazität darstellt. Der Kapazitätsfaktor ist eine kleinere Zahl und nimmt mit dem Anteil der erneuerbaren Energien ab. Der Kapazitätswert eines Gaskraftwerks hängt nicht vom Anteil der erneuerbaren Energien ab.

options.[7] Das Bündel ermöglicht es den Verbrauchern, mit einem einzigen Produkt das zu bekommen, was sie wollen - zuverlässige, physisch abgesicherte Energie zu den geringsten Kosten. Die Verfügbarkeitsanreize wirken dabei einem Wettlauf nach unten bei der Qualität entgegen, der andernfalls oft die Beschaffung von Kapazität belastet.

Der beste Ausübungspreis wird durch eine Risikoanalyse ermittelt. Ein niedrigerer Ausübungspreis ist teurer, bietet aber eine bessere Absicherung gegen hohe Spotpreise. Der optimale Wert hängt von den Marktgegebenheiten ab. Ein Beispiel wäre Grenzkosten eines Gaskraftwerks plus 900 €/MWh.

Mit diesem Produktdesign kompensiert unsere Auktion durch die in der Auktion festgelegten Kapazitätszahlungen die Erzeuger vollständig für fehlende Einnahmen während Knappheitsereignisse. Die Beschaffung löst somit das Problem des „missing money“, das eine wesentliche Bedrohung für die Versorgungssicherheit darstellt. Wenn es kein „missing money“ gäbe, würde ein ausreichender Wettbewerb den Auktionspreis auf die finanziellen Kosten der reliability options senken.

Zwei weitere wesentliche Vorteile unseres Produktdesigns sind, dass die Kapazitätszahlung 1) den Käufer vor hohen Spotpreisen schützt, die an die neue Kapazität gezahlt werden, und 2) das Erzeugerrisiko verringert, indem die Peak-Energy-Renten (die Renten, die sich aus dem Verkauf von Energie zu hohen Spotpreisen in Knappheitszeiten ergeben) durch eine konstante Kapazitätszahlung ersetzt werden. Gleichzeitig können die Spotpreise so volatil sein, wie es für die kurzfristige wirtschaftliche Effizienz erforderlich ist. Alle Parteien auf beiden Seiten des Marktes sind ‚on the margin‘ dem Spotpreis ausgesetzt, was effiziente Produktionsanreize schafft.

Das Verfügbarkeitsrisiko ist gering, kann aber nicht vollständig ausgeschlossen werden. Wir empfehlen, dass die Erzeuger das Verfügbarkeitsrisiko tragen, um die Leistungsanreize weiter zu verbessern. Niemand würde für eine Abwälzung des Verfügbarkeitsrisikos in einem „energy only“-Markt plädieren, auch wenn die Begründungen dort genauso gültig (oder genauso ungültig) wären. Unabhängig davon, warum ein Erzeuger nicht liefern kann, wenn der Preis bei 5.000 €/MWh liegt, würde niemand in Erwägung ziehen, den Stromproduzenten für den Strom zu bezahlen, den er mangels Verfügbarkeit nicht produziert hat. Da Engpässe zudem von Natur aus unvorhersehbar sind, ist die Belohnung derjenigen, die diese Unvorhersehbarkeit erfolgreich überwinden, einer der Vorteile der Verwendung des Preises als Anreiz.

Schließlich beinhaltet unser vorgeschlagenes Produktdesign eine vorher festgelegte Laufzeit für die monatlichen Kapazitätszahlungen. Wir empfehlen, diesen Zahlungshorizont mit der Absicherung der Wasserstoffkosten von etwa 15 Jahren zu synchronisieren. Die genaue Anzahl der Jahre ist jedoch zweitrangig. Sobald der Kapazitätsmarktmechanismus in Zukunft ausreichend Nachfragegebote berücksichtigt, um überhöhte Preise zu vermeiden, wird die reliability option an Relevanz verlieren, so dass solche Zahlungen schließlich nicht mehr erforderlich sind.

Strategische Reserve ist kein Ersatz

Eine Alternative wäre die Beschaffung einer "strategischen Reserve". Wie bei dem von uns vorgeschlagenen Produkt generiert auch die strategische Reserve eine reliability option, die für jede MW-Kapazität eine MWh Energie für jede Stunde liefert, in der eine Knappheit bei einem hohen Ausübungspreis von z.B. 5.000 €/MWh auftritt. Der wichtigste Unterschied besteht darin, dass die

[7] Varianten dieses Ansatzes wurden zum Beispiel in Kolumbien, ISO New England, PJM, Irland, Italien und Belgien umgesetzt.

strategische Reserve außerhalb dieser Knappheitsereignisse nicht am Energie- oder Reservemarkt teilnehmen kann.

Eine strategische Reserve schadet dem Markt nicht, wenn sie auf diese Weise strukturiert ist. Die Reserve ist eindeutig außerhalb des Marktes angesiedelt. Außerdem unterliegt die Reserve den gleichen starken Leistungsanreizen wie die Ressourcen innerhalb des Marktes. Strategische Reserven zielen darauf ab, zusätzliche Sicherheit zu bieten, um die Wahrscheinlichkeit und Dauer von Engpässen zu verringern. Auf diese Weise können sie die Zuverlässigkeit und Widerstandsfähigkeit eines Marktes unterstützen.

Es gibt jedoch auch einige Probleme. Erstens ist eine strategische Reserve ineffizient und teurer, denn im Gegensatz zu einer strategischen Ölreserve, die zurückgehalten werden muss, um in einer Krise verfügbar zu sein, kann ein Kraftwerk, das in einer Mangellage zur Verfügung steht, auch in normalen Zeiten Strom produzieren. Wenn es in normalen Zeiten zurückgehalten wird, kann es aber weder zur Finanzierung der Reserve noch zur Senkung des Strompreises in normalen Zeiten beitragen (Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013).

Zweitens, und damit zusammenhängend, ist es verlockend für die Regulierungsbehörden, einzugreifen und die strategischen Reserven zu nutzen, um die Preise zu senken, wenn die Energiepreise über einen längeren Zeitraum hoch sind. Eine Nutzung bevor der Ausübungspreis erreicht ist schadet jedoch dem Markt, weil es für die Erzeuger schwierig wird, zu antizipieren, unter welchen Umständen die strategischen Reserven eingesetzt werden – ein klassisches Moral-Hazard-Problem. Es ist aber umgekehrt für die Regulierungsbehörden schwierig, sich dazu zu verpflichten, nicht in den Markt einzugreifen.

Daher empfehlen wir für die Kraftwerksstrategie die Beschaffung von durch physische Kapazität abgesicherte reliability options, wie wir sie oben beschrieben haben, und nicht die Schaffung einer strategischen Reserve. Wenn sich die Regulierungsbehörden jedoch dazu verpflichten können, die Ressourcen nur während Knappheitsphasen einzusetzen, können strategische Reserven im künftigen Kapazitätsmechanismus eine Rolle spielen, indem sie in der Transformation zusätzliche Sicherheit bieten. Darauf werden wir in unserem Abschnitt über Kapazitätsmechanismen zurückkommen.

Risiken im Zusammenhang mit Wasserstoff und Absicherung durch die Regierung

Die Kraftwerksstrategie verlangt, dass die Anlagen wasserstofffähig sind, d.h. dass sie bis zu einem im Jahr 2032 festzulegenden Zeitpunkt von Erdgas auf Wasserstoff umstellen. Der Zeitpunkt der Umstellung ist heute noch ungewiss und hängt von Entscheidungen der Regierung ab, z.B. über den Umfang der Wasserstoffsubventionen, die Wasserstoffregulierung und den Anschluss an das Wasserstoffnetz. Daher ist es sinnvoll, dass das Wasserstoffmarktrisiko von der Regierung und nicht von den Erzeugern getragen wird.

Erfolgreiche Bieter sollten ab dem verbindlichen Umstellungstermin eine Subvention erhalten, die die Preisdifferenz zum Erdgas abzüglich des CO2-Preises für die gesamte erzeugte Energie abdeckt. Eine Frage ist, ob die Subvention zeitlich und mengenmäßig begrenzt werden sollte. Unserer Ansicht nach sollte die Subvention auf die 10 bis 15 Jahre der Förderzeit begrenzt sein, also beispielsweise bis 2040. Eine Alternative wäre, die Subvention so lange zu zahlen, wie Erdgas einen wesentlichen Anteil am zentralwesteuropäischen Markt hat, d.h. beispielsweise wenn Erdgas im Durchschnitt mindestens eine Stunde pro Tag zum Zuge kommt. Die beschafften Einheiten würden dann wie ein Erdgas-GuD-Kraftwerk laufen. Die an der Auktion teilnehmenden Erzeuger können dann die erwarteten Cashflows der Anlage während der Förderzeit so bewerten, wie sie es heute bei anderen Erdgasanlagen tun. Die Erwartungen

über die Wasserstoffpreise werden erst für die Zeit nach dem Ende der Förderung relevant. Die Regierung hat vorgeschlagen, die Anzahl der Stunden der Subvention zu begrenzen. Dies ist eine unnötige Komplikation für die Erzeuger, die bewerten müssen, was sie in der Ausschreibung anbieten sollen. Die Begrenzung erhöht das Erzeugerrisiko, und dadurch auch den „Fluch des Gewinnens“ und die Kosten der Beschaffung.

Die Regierung ist zu Recht besorgt über die Kosten der Wasserstoffsubvention. Doch verfügt sie über ein direktes und wirksames Instrument zur Steuerung der Höhe der Subvention – den Zeitpunkt der Wasserstoffumstellung. Wenn die Differenz zwischen Wasserstoff- und Erdgaskosten zu hoch ist, wählt die Regierung einen späteren Zeitpunkt für die Wasserstoffumstellung. Die Entscheidung liegt bei der Regierung.

Messung der wasserstofffähigen Kapazität und technologieneutrale Energieoptionen

In einem traditionellen Kapazitätsmarkt ist es die beste Praxis, die Kapazitätsmenge anhand des Kapazitätswerts oder der "akkreditierten Kapazität" einer Ressource zu bestimmen. Da es unmöglich ist, diese Menge für die gesamte Lebensdauer einer Ressource zu berechnen, muss sie ständig neu bewertet werden, wenn sich die Umstände ändern. Da moderne Gasanlagen einen Kapazitätswert von fast 100 Prozent haben, empfehlen wir, für die Beschaffung einen Kapazitätswert bis zur Nennkapazität zuzulassen. Der Teilnehmer kann eine Einheit auch unter der maximalen Kapazität der Einheit deklarieren. Durch eine solche Selbstdeklaration kann ein Erzeuger eine finanzielle Verpflichtung mit der reliability option eingehen, die dem Kapazitätswert seiner neuen Einheiten entspricht. Die Zahlungen und Verpflichtungen des Kraftwerks beziehen sich auf die selbstdeklarierte Kapazität.

Die Kraftwerksstrategie zielt darauf ab, Kraftwerke zu beschaffen, die zunächst mit Erdgas betrieben werden und bei Bedarf auf Wasserstoff umgestellt werden können. Es gibt jedoch keine technische Definition dafür, was genau mit "wasserstofffähig" gemeint ist. Andererseits könnte eine zu genaue Spezifikation für neue Technologien Innovationen für zukünftige Entwicklungen oder Upgrades erschweren. Wir empfehlen, das Ziel durch Leistungsanreize zu erreichen. Erstens werden die Produktionsmeilensteine (siehe unten) sicherstellen, dass die Gasanlagen gebaut werden und gemäß der Vorgabe auf Wasserstoff umgestellt werden können. Zweitens müssen die Anlagen nach der geforderten Umstellung mit Wasserstoff betrieben werden, wenn sie Zahlungen erhalten wollen. Der verbleibende Leistungsanreiz durch die reliability optionen ist technologieneutral, verbessert die Liquidität und reduziert das Risiko und die Handelskosten für den Erzeuger. Es besteht keine Notwendigkeit, die reliability options wasserstoffspezifisch zu gestalten. Der Grund dafür ist, dass die Stunden der Knappheit, in denen der Ausübungspreis überschritten wird, so gering sind, dass die nachteiligen Auswirkungen auf das Klima vernachlässigbar sind. Die Verbraucher profitieren von der geringeren Risikoprämie, die sich aus der verbesserten Flexibilität der Erzeuger ergibt.

Standortpräferenzen

Mit der Kraftwerksstrategie sollen auch wasserstofffähige Kraftwerke dort angesiedelt werden, wo sie möglichst systemdienlich sind (Consentec 2024). Die Erzeuger internalisieren die Vorteile besserer Standorte, wenn sie davon ausgehen, dass Deutschland zu einem effizienten Markt übergehen wird. Eine systemdienliche Standortwahl findet statt, wenn ein effizienter Netzausbau im Einklang mit den Planungsmodellen erfolgt und wenn die Preisbildung im Strommarkt zukünftig den standortspezifischen Ressourcenwert widerspiegelt. In der Tat besteht der beste Ansatz darin, starke Leistungsanreize zu setzen, die das Standortrisiko auf den Investor übertragen. Der einzige Grund für einen Erzeuger, nicht an einem

effizienten Standort zu bauen, ist die Erwartung ineffizienter Anreize, wie z.B. anhaltende Redispatch-Zahlungen für die Nichtproduktion.

Es lohnt sich daher, darüber nachzudenken, bei dem zukünftigen Marktdesign lokale Preise zu berücksichtigen, die die lokalen Knappheiten widerspiegeln. Auf dem deutschen Markt beliefen sich die Redispatch-Kosten für den Zeitraum 2020-2022 auf 7,2 Mrd. €.

Grundsätzlich könnte eine Auktion versuchen, die geografische Verteilung der Kapazitäten zu steuern, wenn die Preisverzerrungen im Strommarkt fortbestehen - aber nur, wenn der inkrementelle soziale Wert der Kapazität an allen Standorten ausreichend bekannt ist (Frontier Economics 2008; Bichler et al. 2020; Grimm et al. 2021). Allerdings ist es schwierig, wenn nicht gar unmöglich, diesen Wert zu berechnen. Eine Herausforderung besteht darin, dass die relevanten Entscheidungen der Erzeuger, der Nachfrage und der politischen Entscheidungsträger endogen und stark voneinander abhängig sind. Der Bau an einem Standort verändert den Wert und die Anreize für die Last, die Erzeugungskapazität und die Übertragung, die anschließend an diesem und an anderen Orten gebaut werden. Gleichzeitig müssen sich Erwartungen und Entscheidungen auf Prognosen und Annahmen darüber stützen, wie die Preisbildung zukünftig verzerrt sein wird. Daher ist die Auktion im Rahmen der Kraftwerksstrategie nicht der richtige Ort, um den Markt zu reparieren.

Um zu verdeutlichen, wie komplex die Standortfragen sind, betrachten wir die gängige Intuition, dass die Erzeugung dort gebaut werden sollte, wo die Last ist. Wenn der Wind im Norden weht und die Last im Süden ist, macht es dann nicht Sinn, im Süden neue Gaskraftwerke zu bauen? So einfach ist es nicht. Grüner Wasserstoff wird mit Elektrolyse aus Windstrom hergestellt. Wenn die neuen Gasanlagen im Süden gebaut werden, müssten neue Wasserstoffleitungen gebaut werden, um den Wasserstoff zu den Gasanlagen zu transportieren. Stattdessen könnten Wasserstoffanlagen dort gebaut werden, wo der Wind weht, und der Strom könnte über Gleichstromleitungen von Nord nach Süd transportiert werden. Der beste Ansatz hängt davon ab, ob Strom mit Gleichstromleitungen oder einer Wasserstoffleitung billiger und zuverlässiger transportiert werden kann. Möglicherweise ist eine Mischung aus nördlichen und südlichen Zubauten am besten.[8] Eine neutrale Auktion, die effiziente Marktreformen antizipiert, ermittelt die kostengünstigste Lösung.

Eine Planung für ein Jahrzehnt im Voraus ist möglich. Soweit die Kraftwerksstrategie als Notfallmaßnahme zur Deckung des unmittelbaren Bedarfs gedacht ist, würde die Auktion die Auferlegung von Gebotsauflagen zur Berücksichtigung von Standortpräferenzen erlauben. So könnten extreme Ergebnisse vermieden werden, die angesichts realistischer Übertragungsausbaupläne wahrscheinlich nicht effizient sind.

Einhaltung von Meilensteinen für den Infrastrukturausbau

Ausschreibungen scheitern mitunter, weil die Bieter ihren Verpflichtungen zum Bau gemäß den Bedingungen des Beschaffungsvertrags nicht nachkommen.[9] Bei komplexen Projekten wie wasserstofffähigen Anlagen müssen die Verträge daher Meilensteine enthalten, um den Fortschritt bis zur

[8] Außerdem ist das Nord-Süd-Gefälle in windschwachen Zeiten, wenn die Preise voraussichtlich am höchsten sind, weniger ausgeprägt.

[9] So musste beispielsweise die belgische Kapazitätsausschreibung 2021 teilweise wiederholt werden, weil ein Kraftwerksbetreiber sein zugesagtes 796-MW-Gaskraftwerksprojekt zurückziehen musste, weil er keine Baugenehmigung erhalten hatte, wie Energate berichtet.

Inbetriebnahme der Anlagen zu überwachen. Die Meilensteine berücksichtigen die Möglichkeit von Verzögerungen und bieten einen Anreiz für die fristgerechte Erreichung der Meilensteine. Die Meilensteine erfassen den Fortschritt und die Fertigstellungstermine für die Infrastrukturprojekte von der anfänglichen Genehmigung bis zur Errichtung und zum endgültigen Betrieb. Dieser Ansatz stellt sicher, dass der Fortschritt effektiv überwacht wird. Die Einhaltung der Meilensteine ist eine Voraussetzung für den Erhalt finanzieller Unterstützung und etwaiger Bonuszahlungen und bietet so einen starken Anreiz für die Erzeuger, ihre Meilensteine zu erreichen oder zu übertreffen.

Umgekehrt sollten Erzeuger, die die Meilensteine nicht erreichen, mit Sanktionen rechnen. Dazu können finanzielle Strafen, die Kürzung künftiger Zahlungen oder in Extremfällen der Ausschluss von Zahlungen gehören. Um zu verhindern, dass der Zuschlag in der Auktion als kostenlose Realoption behandelt wird, sollen die Strafen über die Stornierung der künftigen Zahlungen hinausgehen und durch Bankgarantien abgesichert sein. Die Beschaffungsbedingungen müssen jedoch anerkennen, dass unvorhergesehene Herausforderungen oder Verzögerungen auftreten können, die außerhalb der Kontrolle der Erzeuger liegen. In solchen Fällen können die Meilensteine angepasst werden, aber nur unter strengen Bedingungen höherer Gewalt. Zu diesen Bedingungen gehören eine eindeutige Dokumentation der Herausforderung oder Verzögerung, eine angemessene Begründung für die Anpassung und die Genehmigung durch die Regulierungsbehörde. Dieses strenge Verfahren dient dazu, Missbrauch zu verhindern und Fairness im Überwachungs- und Anreizsystem zu gewährleisten.

Die Definition der spezifischen Meilensteine ist eine Aufgabe für Experten für die Standortwahl und den Bau von Erzeugungsanlagen. Schlecht definierte Beschaffungsbedingungen führen zu einem Qualitätswettlauf nach unten. Der Beschaffungspreis ist dann niedrig, aber die Gewinner sind Produzenten, die nicht die hochwertigen Erzeugungsanlagen liefern können, die Deutschland dringend benötigt.

Präqualifikation

Das Präqualifikationsverfahren ist so konzipiert, dass es fair und transparent ist. Es sollte sich auf die fristgerechte Einreichung eines kurzen Formulars beschränken, in dem die Absicht zur Teilnahme, der Firmenname, der Standort und die Kontaktdaten sowie eine Zusammenfassung der Erfahrungen in hundert Worten erklärt werden. Die Regulierungsbehörde prüft das Kurzformular innerhalb einer Woche, fordert gegebenenfalls Korrekturen an und akzeptiert oder lehnt Änderungen innerhalb einer zweiten Woche ab. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht die akzeptierten Kurzformulare, so dass jeder Teilnehmer weiß, wer sonst noch teilnimmt, und es im Einklang mit Kartellverboten vermeiden kann, mit anderen Teilnehmern über seine Bietstrategie zu kommunizieren. Dieses Verfahren stellt sicher, dass alle Teilnehmer gleichberechtigt sind und den Wettbewerb klar verstehen.

Grundlegende Prinzipien der Auktionsgestaltung

Der Auktionsmarkt koordiniert den gewünschten Neueintritt von Kapazitäten durch die Beschaffung von physischer Kapazität gebündelt mit einer reliability option. Der Markt bepreist die Kapazität auf Basis von Neueintrittgeboten in einer Auktion. Angesichts der Marktstruktur, wie in der Tabelle unten dargestellt wird, erwarten wir, dass dies eine wettbewerbliche Beschaffung sein wird.

Erzeugung		Retailer	
Unternehmen	Anteil	Unternehmen	Anteil
RWE	9%	Eon	18%
LEAG	9%	EnBW	16%
EnBW	5%	Vattenfall	11%
Uniper	3%	Stadtwerke München	4%
Vattenfall	2%	MVV	4%
Andere	71%	Andere	46%

Quelle: Erzeugung: BNetzA und Unternehmensberichte; Retailer: Unternehmensberichte.

Tabelle 1: Marktstruktur (Anteile auf Basis der Energiemenge 2023)

Dieser Abschnitt gibt Empfehlungen für die Auktionsgestaltung. In Cramton und Ockenfels (2024) erweitern wir die Diskussion und schlagen eine größere Abweichung vom klassischen Ansatz in Bezug auf Produktdesign und Gebotsabgabe vor.

Abfolge und Zeitpunkt der Auktionen

Der derzeitige Plan sieht vier Auktionen vor, in denen jeweils 2,5 GW beschafft werden. Dieser Plan ist vernünftig. Eine Abfolge von Auktionen ist weniger riskant, da Designfehler in späteren Auktionen korrigiert werden können. Der gestreckte Kauf über einen längeren Zeitraum vermeidet die nachteiligen Preiseffekte großer Einkäufe; wenn der Verkäufer über Marktmacht verfügt, ist es sinnvoll, über einen längeren Zeitraum zu kaufen, um die Marktmacht abzuschwächen (Black 1971; Coase 1972; Kyle 1985; Vayanos 1999). Der Käufer kann so auch Anpassungen am Reservationspreis und an den nachgefragten Mengen vornehmen, die aufgrund der im Preis fallenden Nachfrage in jeder Auktion und möglicherweise aufgrund von Größenbeschränkungen („Klumpenbeschränkungen“, die eine weitgehend feste Menge an einem Standort implizieren) notwendig werden, um sicherzustellen, dass die Mengenvorgabe von 10 GW nach der letzten Auktion erreicht oder annähernd erreicht wird. Eine Abfolge von Auktionen hilft den Erzeugern, ihre Standortwahl besser zu koordinieren, da sie die Entscheidungen der anderen Bieter im Laufe der Zeit beobachten und so z.B. mit Externalitäten aufgrund der Gewinneridentitäten besser umgehen können.

Andererseits kann eine Abfolge von Auktionen die Gebotsabgabe erschweren, da sequenzielle Auktionen die verfügbaren Informationen für die Bieter und die Art und Weise, wie die Bieter auf diese Informationen reagieren können, einschränken. Die Bieter müssen die zukünftigen Preise schätzen, und falsche Schätzungen können sich auf den Erlös und die Effizienz auswirken. Ein sequenzieller Einkauf bedeutet oft, dass die Preise für identische oder ähnliche Produkte in Beschaffungsauktionen im Verlauf der Auktionsserie steigen. Es gibt zwei Gründe für diese "Anomalie": 1) Bieter, die in früheren Auktionen erfolgreich waren, tauchen in späteren Auktionen möglicherweise nicht mehr auf, und 2) Bieter in frühen Auktionen, die die Kosten am meisten unterschätzen, haben eine höhere Gewinnchance. Solche Effekte sind besonders schädlich für die Effizienz einer Auktion mit starken Komplementaritäten in den Präferenzen, die wir im aktuellen Kontext aber nicht erwarten.

Zwar könnte eine einmalige kombinatorische Auktion für 10 GW konzipiert werden, doch solche Auktionen sind komplex, schwierig umzusetzen und laden zu strategischem Bietverhalten ein (Cramton et al. 2006). Kombinatorische Auktionen werden nur empfohlen, wenn es extreme Komplementaritäten gibt. In der vorliegenden Situation ist eine einfache Abfolge von Einkaufsauktionen vorzuziehen.

Vier Auktionen von etwa 2,5 GW erscheinen sinnvoll, da in jeder Auktion mehrere Projekte beschafft werden können. Wir schlagen vor, die Auktionen alle drei Monate über ein Jahr hinweg durchzuführen. Diese Häufigkeit basiert auf der Notwendigkeit, eine Balance zwischen der rechtzeitigen Beschaffung von Kapazitäten und der Fähigkeit der Erzeuger zu finden, wettbewerbsfähige Gebote vorzubereiten und abzugeben. Sie ermöglicht auch eine regelmäßige Überprüfung der Marktbedingungen, die zu einer kontinuierlichen Verbesserung der Auktionsparameter und zu besseren Ergebnissen führen kann. Der Zeitpunkt der Auktionen muss realistische Zeitpläne für die Standortwahl, den Bau und die Erprobung der Anlagen berücksichtigen. Der Zeitplan sollte mit dem Kohleausstieg 2030 in Einklang stehen.

Preisregel

Eine wichtige Frage ist, ob die Auktion einen einheitlichen Markträumungspreis (pay-as-clear) oder individuelle Zuschlagspreise (pay-as-bid) vorschreiben soll. Es gibt die weit verbreitete, aber irrige Meinung, dass ein Übergang von pay-as-clear zu pay-as-bid die Beschaffungskosten senken würde. Stattdessen empfehlen wir auf der Grundlage umfangreicher theoretischer und empirischer Forschungen und umfassender praktischer Erfahrungen von einer pay-as-bid-Preisgestaltung ab (Grimm et al. 2008a, 2008b; Kahn et al. 2001). Die unmittelbare Folge der pay-as-bid-Preisgestaltung sind mehr Ineffizienzen und ein geschwächter Wettbewerb. In der Tat ermöglicht die pay-as-clear-Preisgestaltung eine bessere Preisfindung, da alle erfolgreichen Bieter unabhängig von den Geboten den gleichen Preis erhalten. Dies trägt dazu bei, dass die Erzeuger weniger Anreize haben, strategisch zu bieten, und dass der Marktpreis auf einem Niveau festgelegt wird, das den tatsächlichen Wert der zu beschaffenden Kapazität widerspiegelt. Die Preisgestaltung nach dem pay-as-clear-Prinzip verringert den Anreiz für strategisches Bieten. Da der Preis ‚on the margin' festgelegt wird, werden Bieter, die weit davon entfernt sind, nicht dazu veranlasst, den voraussichtlichen Markträumungspreis zu erraten und zu bieten; ein Bieter kann näher an seinen tatsächlichen Kosten bieten.

In vollständig wettbewerbsfähigen Märkten werden die Erzeuger dazu veranlasst, in einer pay-as-clear-Auktion ihre tatsächlichen Grenzkosten für die Bereitstellung der erforderlichen Kapazität („missing money" plus finanzielle Kosten) zu bieten, was zu einer effizienten Zuteilung der Kapazität führt, die die Gesamtkosten minimiert. Andererseits würde eine pay-as-bid-Auktion Ineffizienzen mit sich bringen, da rationale Produzenten, selbst ohne jegliche Marktmacht, gezwungen wären, den voraussichtlichen Markträumungspreis zu schätzen und zu bieten, der weit von ihren Grenzkosten entfernt sein kann. Die Effizienz wird untergraben, da es unwahrscheinlich ist, dass die Schätzungen die Merit Order widerspiegeln. Ineffizienzen implizieren höhere Gesamtbeschaffungskosten.

Die Argumente für einen pay-as-clear-Preismechanismus sind in Märkten mit Marktmacht noch stärker. Pay-as-bid benachteiligt kleinere Erzeuger gegenüber größeren, da die Vorhersage der Preise und die Ermittlung des besten Gebots erhebliche Kosten verursachen, die größere Unternehmen leichter tragen können. Dies hemmt den Wettbewerb und den Markteintritt. Eine pay-as-clear-Preisgestaltung kann also die Liquidität auf dem Markt erhöhen, indem sie die Teilnahme für Bieter attraktiver macht.

Im Vergleich zu pay-as-bid bietet eine pay-as-clear-Auktion auch mehr Transparenz, so dass kollusives oder monopolistisches Verhalten der Verkäufer leichter aufgedeckt werden kann. Abweichungen von Grenzkostengeboten können leichter beobachtet werden, wodurch ein fairer und wettbewerblicher Markt gefördert wird. Sie verringert auch die Anreize für große Erzeuger, strategisch Kapazitäten zurückzuhalten, um die Preise zu erhöhen.

Eine Alternative sind kombinatorische Auktionen (Cramton et al. 2006). Kombinatorische Auktionen sind komplexe Auktionen, die in erster Linie in Szenarien eingesetzt werden, in denen es Synergien zwischen Produkten gibt, so dass die Teilnehmer nicht nur auf einzelne Artikel, sondern auf Kombinationen von Produkten bieten können. Dies könnte theoretisch bei Komplementaritäten helfen, wie z.B. „Klumpenbeschränkungen“ auf der Erzeugerseite und Standortpräferenzen auf der Käuferseite. Verkäufer in einer kombinatorischen Auktion können beispielsweise das Klumpenrisiko ausschalten und komplexe Präferenzen für Standorte ausdrücken, die sich aus den vom Käufer vorgegebenen Standortbeschränkungen ergeben, indem sie Angebote für Produktbündel abgeben. Kombinatorische Auktionen bringen jedoch erhebliche strategische Herausforderungen sowie Preis- und Zuteilungsrisiken mit sich. Zum Beispiel existieren oft keine Markträumungspreise, die Ermittlung des Gewinnerangebots in einer kombinatorischen Auktion ist rechnerisch anspruchsvoll, die Produzenten müssen ihre Werte für viele Kombinationen von Produktbündeln ermitteln und kommunizieren, und die Eindämmung von strategischem Bietverhalten ist schwierig. Aus diesen Gründen empfehlen wir keine kombinatorische Auktion. Was die Standortpräferenzen betrifft, so sind solche ausgefeilteren kombinatorischen Auktionsdesigns (Bichler et al. 2020) überflüssig, wenn die Marktteilnehmer realistischerweise mit einer Hinwendung zu einer effizienten Spotmarktpreisbildung in den kommenden Jahren rechnen können. Kurzfristige Standortbeschränkungen können durch einfache Mengenbeschränkungen erfüllt werden, und die Klumpenrisiken auf Anbieterseite können durch eine annähernde Markträumung gehandhabt werden, wie unten erläutert.

Nachfragekurve und Reservationspreis

Wir empfehlen, die Nachfrage in allen vier Auktionen elastisch zu gestalten. Erstens sollte ein Reservationspreis festgelegt werden, der auf Schätzungen des Auktionspreises plus einer erheblichen Fehlermarge basiert, z.B. 40 Prozent oder mehr. Die Fehlermarge fördert den Wettbewerb; der Reservationspreis verhindert einen zu hohen Preis aufgrund mangelnden Wettbewerbs.

Zweitens sollte die Nachfragekurve um das angestrebte Kapazitätsniveau herum elastisch sein, um robuster gegenüber Marktmacht zu sein und mit der zugrundeliegenden Nachfrage der Verbraucher übereinzustimmen, die es vorziehen, mehr zu kaufen, wenn der Preis niedriger ist. Der Einfachheit halber kann eine lineare Nachfragekurve in jeder Auktion gut funktionieren, wie in Abbildung 1 dargestellt. Der hohe Reservationspreis sollte reichlich Wettbewerb anziehen, schützt den Käufer aber auch, wenn nur eine geringe Menge angeboten wird. Wenn weniger oder mehr als 2,5 GW gekauft werden, wird die Differenz zur Nachfragekurve in zukünftigen Auktionen addiert oder subtrahiert. [10]

[10] In der letzten Auktion der Auktionssequenz könnte man in Erwägung ziehen, der Auktion einen "soften" Mindestpreis hinzuzufügen, so dass alternative Gebote über dem soften Mindestpreis zulässig sind (und in diesem speziellen Fall im Rahmen der pay-as-bid-Auktionsregel berücksichtigt werden könnten), wenn die Teilnahme an der Auktion mit dem Mindestpreis für einen Produzenten nicht rentabel ist. Solche Soft-Reserves werden in der Praxis häufig verwendet, und es hat sich kürzlich gezeigt, dass sie in einfachen Auktionskontexten die Kosten senken und die Effizienz steigern können (Bergemann et al. 2024). Sie würden jedoch die strategische Situation erheblich verkomplizieren und den Spielraum für Spiele in unserem dynamischen Kontext erweitern, so dass eine sorgfältige Planung und Prüfung vor der Umsetzung erforderlich ist.

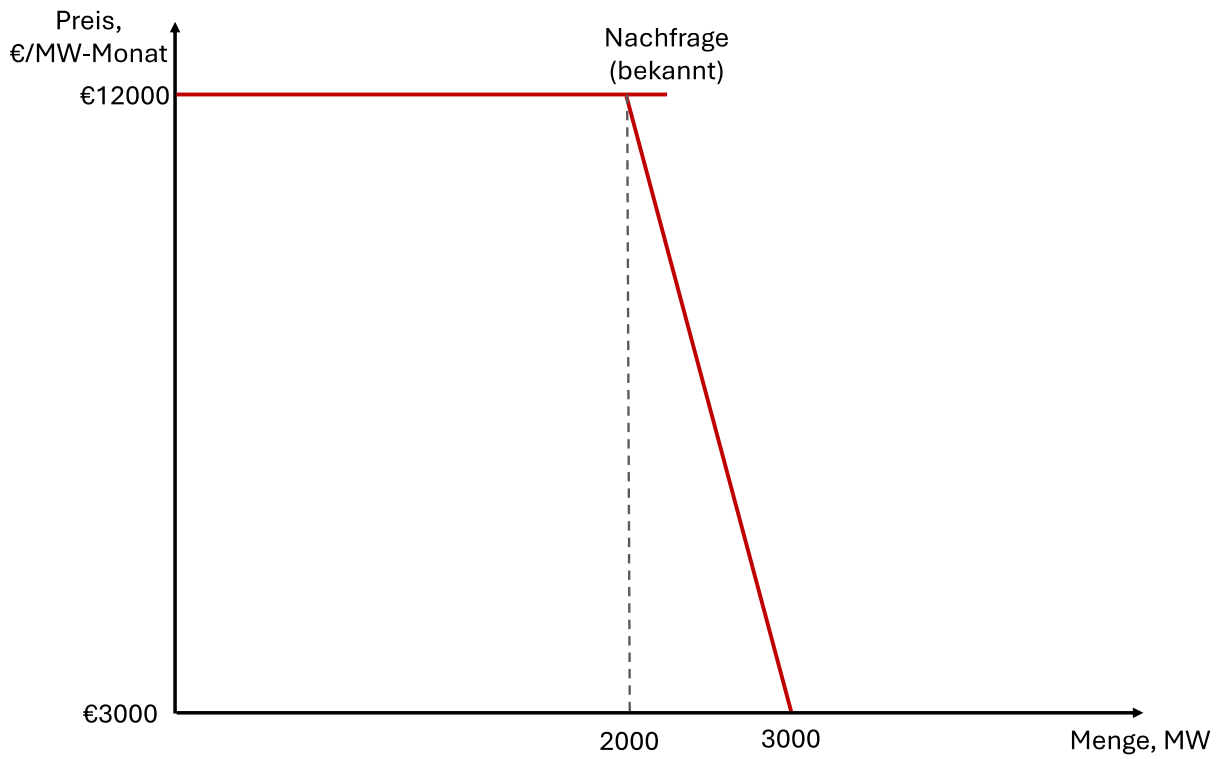

Abbildung 1: Eine lineare Nachfragekurve, um die Teilnahme zu fördern und Marktmacht abzuschwächen

Die Form der Nachfragekurven und der Reservationspreis für alle vier Auktionen sollten vor der ersten Auktion bekannt gegeben werden, mit dem Verständnis, dass die Nachfragekurven und Reservationspreise angepasst werden können, wenn aus früheren Auktionen und veränderten Umständen entsprechende Lehren gezogen werden.

Offene oder verdeckte Gebotsauktion

Die Auktionen können als offene oder versiegelte Gebotsauktionen durchgeführt werden. Als offene Auktion empfehlen wir eine "Clock-Auktion", die in diskreten Runden durchgeführt wird. In jeder Runde gibt der Auktionator das Überangebot am Ende der vorangegangenen Runde, den Startpreis der Runde (höherer Preis) und den Endpreis der Runde (niedrigerer Preis) bekannt. Jeder Bieter legt in jeder Runde eine Angebotskurve für alle Preise zwischen dem Start- und dem Endpreis der Runde vor. Anschließend ermittelt der Auktionator das Überangebot zum Endpreis der Runde. Die Auktion ist beendet, wenn es kein Überangebot gibt; sodann wird der Markträumungspreis ermittelt. Eine Designentscheidung ist, ob die Angebotsmengen streng steigend sind. Ist dies der Fall, ermittelt die Auktion einen eindeutigen Markträumungspreis und eindeutige Mengen. Alternativ kann das Design diskrete Mengenänderungen zulassen, die „klumpige“ Investitionen berücksichtigen; der Erzeuger muss keine Teilannahme seines Gebots befürchten. In diesem Fall ist eine exakte Markträumung möglicherweise nicht möglich. Angebote werden angenommen, um Angebot und Nachfrage so gut wie möglich auszugleichen.[11] Diese Auktion

[11] Einzelheiten zum Clearingverfahren finden sich unter https://www.iso-ne.com/markets-operations/markets/forward-capacity-market. Wir weisen darauf hin, dass immer dann, wenn den Erzeugern eine Gebotssprache erlaubt wird, die Klumpenrisiken und Komplementaritäten widerspiegelt, ein Markträumungspreis

minimiert zusammen mit einer restriktiven Feedback-Politik den Spielraum für die Ausübung von Marktmacht und ermöglicht gleichzeitig hilfreiches Feedback, um die Preisfindung zu erleichtern. Abbildung 2 veranschaulicht die Mechanik der Auktion im einfachen Fall mit streng steigenden Angebotskurven. Die Auktion ermittelt nach drei Runden den Markträumungspreis und die Menge, die gelb hervorgehoben sind.

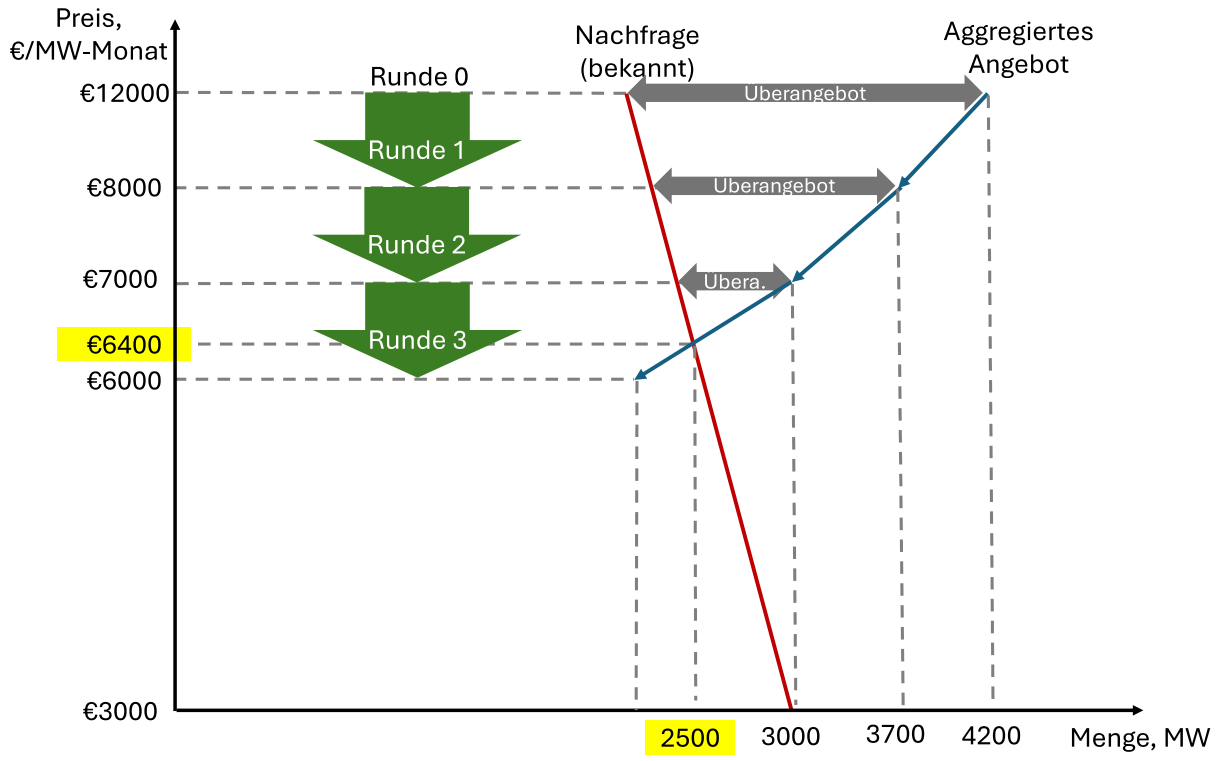

Abbildung 2: Eine absteigende Clock-Auktion für Deutschlands Kraftwerksstrategie

Die offene Gebotsabgabe offenbart vorläufige Preisinformationen, die es den Bietern ermöglichen, bessere Entscheidungen zu treffen und so eine effizientere Zuteilung der Produkte zu fördern. Dieser Vorteil ist am hilfreichsten, wenn verschiedene Produkte verkauft werden, die starke Substitute oder Komplemente sind, was der Fall wäre, wenn das Auktionsprodukt nach Standort differenziert wird.

Eine offene Gebotsabgabe kann auch dazu beitragen, Informationen über die Schätzungen anderer Erzeuger hinsichtlich der Grenzkosten des Produkts zu offenbaren. Dies könnte dazu beitragen, den „Fluch des Gewinners“ abzumildern, bei dem Erzeuger weniger als ihre Kosten erhalten, weil ihre Schätzung zu optimistisch waren. Andererseits können offene Auktionsformate anfälliger für implizite Absprachen sein, wenn die Feedback-Politik der Auktionen fehlerhaft ist, da sie es den Bietern ermöglichen können, durch ihre Gebote zu signalisieren und sich implizit zu koordinieren (Cramton und Ockenfels 2017). Wenn nur

möglicherweise nicht existiert. Alle Clearingverfahren, die mit dem Fehlen eines Markträumungspreises einhergehen können, können zu strategischen Anreizen bei der Gebotsabgabe führen.

das aggregierte Angebot am Ende des Rundenpreises gemeldet wird, anstatt der einzelnen Angebote, wird dieses Risiko gemindert.

Insgesamt gibt es einen leichten Vorteil für eine absteigende Clock-Auktion im Vergleich zu verdeckten Gebotsauktionen. Der Vorteil verschwindet, wenn die Zahl der Auktionen zunimmt, die Unsicherheit abnimmt und wenn die Produkte nicht differenziert sind. Beide Auktionsformate werden häufig eingesetzt und lassen sich mit robusten Auktionsplattformen von zahlreichen Anbietern leicht umsetzen.

Integration mit Deutschlands langfristiger Strommarktstrategie (Kapazitätsmechanismus)

Neben der Kraftwerksstrategie muss auch der anvisierte deutsche Kapazitätsmechanismus Leistungsanreize bieten, um sicherzustellen, dass Kapazität für die Bereitstellung von Energie während Knappheitsphasen angemessen vergütet wird. Leistungsanreize werden aus einer Energieoption mit einem hohen Ausübungspreis abgeleitet, wie wir es für die im Rahmen der Kraftwerksstrategie beschafften Anlagen vorschlagen. Die Gewinner der Beschaffungsauktion im Kontext der Kraftwerksstrategie liefern also während der Förderperiode die gleiche Option wie im Kapazitätsmechanismus (eine reliability option). Da die neuen Kraftwerke das Kapazitätsprodukt bereits im Kontext der Kraftwerksstrategie verkauft haben, können sie es im Kontext des neuen Kapazitätsmechanismus nicht erneut verkaufen. Die Gebote bei der Beschaffungsauktion im Kontext der Kraftwerksstrategie dürfen also keine Kapazitätszahlungen aus dem Kapazitätsmechanismus vor dem Ende der Förderperiode durch die Kraftwerksstrategie einbeziehen. Darüber hinaus werden die Bieter ihre Erwartungen an eine etwaige zukünftige Vergütung der Kraftwerke im Kapazitätsmechanismus einbeziehen.

Wechselwirkung zwischen der aktuellen Kraftwerksstrategie und dem zukünftigen Kapazitätsmechanismus

Die Kraftwerksstrategie soll die Zeit bis zur Etablierung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus 2028 überbrücken. Die Auktion im Rahmen der Kraftwerksstrategie wird auf verschiedene Weise mit dem zukünftigen Kapazitätsmarkt interagieren. Letzterer wird sich nicht nur darauf konzentrieren, neue Kraftwerkskapazitäten hinzuzufügen, sondern auch auf andere Mittel zur Förderung der Versorgungssicherheit, wie Speicherung und Lastflexibilität und verstärkte europäische Marktintegration - sowie auf die Resilienz.

Die Wechselwirkung zwischen der Kraftwerksstrategie und einem zukünftigen Kapazitätsmechanismus hängt von den Designdetails ab. Bei einem geeigneten Design wird die Interaktion zwischen diesen Märkten reibungslos und effizient sein, da sie auf den gleichen, soliden ökonomischen Prinzipien beruhen. Entscheidend ist, dass die Auktion der Kraftwerksstrategie eine Kombination aus Förderung der Kapazität und reliability option den Erlösausfall der neuen Kapazitäten ausgleicht, und dass die wasserstofffähigen Anlagen nicht zweimal dasselbe verkaufen können. Die Teilnehmer sollten jedoch in der Lage sein, Energie und Energieoptionen frei zu handeln, um Risiken abzusichern und Arbitrage für ein effizienteres Marktergebnis zu realisieren.

Dennoch werden die Erwartungen an den zukünftigen Kapazitätsmechanismus unweigerlich das optimale Bieten im Rahmen der Kraftwerksstrategie beeinflussen. Der Erfolg - oder Misserfolg - des zukünftigen Kapazitätsmechanismus bei der Sicherstellung der Versorgung und einer effizienten Preisbildung wird sich auf die Erlöse der im Rahmen der Kraftwerksstrategie errichteten Kapazitäten auswirken; die im Rahmen der Kraftwerksstrategie beschafften Kapazitäten werden sich wiederum auf den von den derzeitigen und zukünftigen Ressourcen erzielten Strompreis auswirken. Infolgedessen werden die Beschaffungskosten

der Kraftwerksstrategie vom erwarteten Design, Ergebnis und der Effizienz des zukünftigen Kapazitätsmechanismus abhängen. Die direkteste Auswirkung wäre, wenn der zukünftige Kapazitätsmechanismus nach der Förderperiode der Kraftwerksstrategie zusätzliche Zahlungen für neue wasserstoffbasierte Stromerzeugung vorsehen würde, was die Beschaffungskosten weiter senken würde.

Unsicherheiten über die zukünftige Regulierung und das Marktdesign untergraben jedoch die Effizienz und erhöhen die Beschaffungskosten im Rahmen der Kraftwerksstrategie. Je größer die Unsicherheiten sind, desto höher wird die für die neue Kapazität erforderliche Preisprämie sein. Unterschiedliche Erwartungen der Bieter hinsichtlich zukünftiger Zahlungen führen zu weiteren Verzerrungen. Regulatorische Unsicherheiten über das zukünftige Marktdesign sollten daher so weit wie möglich ausgeräumt werden, bevor wasserstofffähige Kapazitäten beschafft werden.

Eine sinnvolle Maßnahme wäre, den neu beschafften Kraftwerken die Teilnahme an einem zukünftigen Kapazitätsmechanismus nicht zu gestatten. Wir weisen jedoch darauf hin, dass dies die Unsicherheiten darüber, wie sich der Kapazitätsmarkt auf die zukünftigen Erlösströme auswirken wird, nur teilweise ausräumen wird. Darüber hinaus wäre dies zwar mit einem strategischen Reserveansatz vereinbar, würde aber nicht mit dem Standarddesign von Kapazitätsmärkten konsistent sein: Der Ausschluss flexibler Erzeugung von der Belohnung flexibler Leistung behindert Leistungsanreize, Wettbewerb, Zuverlässigkeit und Resilienz, weshalb Standarddesigns von Kapazitätsmechanismen in der Regel alle Ressourcen einbeziehen.

Ein pragmatischer Ansatz zur Senkung der Kosten des Kapazitätsmechanismus kann daher darin bestehen, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie vergebenen Anlagen nach dem Ende der Förderperiode in den Kapazitätsmechanismus einzubeziehen. Die beschafften Einheiten konkurrieren dann nach der Förderperiode auf gleicher Basis mit anderen Einheiten.

Angemessenheit und Resilienz der Ressourcen

Die Energiewende in Deutschland und die zunehmende Abhängigkeit von wenig flexiblen erneuerbaren Energiequellen erfordern einen robusten und widerstandsfähigen Strommarkt. Es gibt mehrere Ansätze, die Versorgungssicherheit zu stärken und die Transformation zu beschleunigen, und ihre theoretischen Eigenschaften und empirischen Leistungen sind gut dokumentiert.

In der Tat ähnelt der klassische Ansatz für Kapazitätsmechanismen dem, was wir für die Kraftwerksstrategie empfohlen haben, sowohl in Bezug auf das Produkt als auch auf das Auktionsdesign. Er reduziert Preisrisiken und führt durch reliability options zusätzliche Leistungsanreize ein. Wie bereits erläutert, beeinträchtigen diese nicht die Echtzeit-Preissignale, so dass der Markt die Dispatch-Optimalität der klassischen Marktpreisbildung beibehält. Der Kapazitätsmarkt induziert ein angemessenes Investitionsniveau, indem er die entsprechende Menge an physisch abgesicherten reliability options beschafft, die durch flexible Ressourcen auf beiden Seiten des Marktes abgesichert sind. Alle Erzeuger, neue und bestehende, werden ihre Zuverlässigkeitsoptionen für ihre volle Kapazität verkaufen wollen, da diese Optionen im Verhältnis zu den finanziellen Kosten der Option einen hohen Preis erzielen.

Die Auktion ist eine absteigende Clock-Auktion. Dieses Design ermöglicht eine explizite und transparente Kontrolle der zu beschaffenden Kraftwerkskapazität, einen koordinierten Neueintritt (keine Boom-Bust-Zyklen, keine strategische Verzögerung aufgrund politischer Unsicherheiten usw.), minimale Kosten für neue Kapazitäten (durch wettbewerbsorientierte Gebote), geringere Marktmacht im Spotmarkt (das Angebot kann nicht von Preisspitzen profitieren, einschließlich Preisspitzen durch Zurückhaltung) und gute

Leistungsanreize (die Erzeuger spüren die volle Wirkung hoher Spotpreise). Weitere Einzelheiten zu diesem Kapazitätsmarktdesignansatz und zu Umsetzungsherausforderungen finden sich in unseren früheren Arbeiten und den dortigen Referenzen (Cramton und Ockenfels 2012; Cramton et al. 2013).

Ein weiterer Ansatz für die Resilienz des Strommarktes würde sich direkter mit dem von der ACER diagnostizierten Strommarktfehler befassen, ""*that existing electricity forward markets in the EU suffer from problems which prevent achieving the objective of an effective and efficient electricity forward market. The most prominent are insufficient liquidity, accessibility, competition and transparency as well as inadequate market structure*" (ACER 2023).[12] Wir erläutern einen solchen Ansatz in (Cramton et al. 2024; Cramton und Ockenfels 2024).[13]

Fazit

Die Kraftwerksstrategie der deutschen Bundesregierung wird den Ausbau flexibler, klimafreundlicher Erzeugungskapazitäten beschleunigen und die Versorgungssicherheit während der Energiewende verbessern. Dieses Papier liefert Empfehlungen für ein robustes Auktionsdesign zur wettbewerblichen Beschaffung wasserstofffähiger Gaskraftwerke.

Eine Hauptempfehlung ist die Beschaffung eines gebündelten Produkts, das physische, wasserstofffähige Erzeugungskapazität mit einer Rückzahlungsverpflichtung verknüpft, die dann greift, wenn der Strompreis einen hohen Ausübungspreis übersteigt. Die Einkaufsauktion führt zu der erwünschten neuen Kapazität bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung von Leistungsanreizen. Zusätzlich sollte eine staatliche Absicherung die Brennstoffkostendifferenz zwischen Wasserstoff und Erdgas nach der Umstellung zeitlich begrenzt abdecken.

Wir empfehlen, bei der Auktionsgestaltung grundlegende ökonomische Prinzipien wie die Preisfestsetzung nach dem Prinzip "pay-as-clear" anstelle von "pay-as-bid" zu befolgen, um wettbewerbsfähige Gebote zu fördern. Eine elastische Nachfragekurve mit Reservationspreis sollte verwendet werden, um Marktmacht einzudämmen. Eine Abfolge von Auktionen ist geeignet, um die Marktmacht zu begrenzen und die Unsicherheit zu verringern.

---

[12] Dementsprechend heißt es in dem aktuellen Vorschlag für die neue Verordnung über die Ausgestaltung des Elektrizitätsmarktes der Europäischen Union ab dem 7. Mai 2024: "*The design of the Union's forward markets shall comprise the necessary tools to improve the ability of market participants to hedge price risks in the internal electricity market*". Und: "*Where a competent regulatory authority considers that there are insufficient hedging opportunities available for market participants, it may, ... require power exchanges or transmission system operators to implement additional measures, such as market-making activities, to improve the liquidity of the forward markets*" (Council of the European Union 2024).

[13] Eine zusätzliche Maßnahme zur Versorgungssicherheit wäre eine strategische Reserve, die wir in unserem Abschnitt über die Produktgestaltung vorgestellt haben. Eine strategische Reserve ist kein Ersatz für einen Kapazitätsmechanismus, da sie keine Preise auf Terminmärkten liefern kann, die Investoren und Betreibern die Möglichkeit geben, das System wohlfahrtsoptimal zu steuern, und somit kein adäquates Management der Risiken, der Marktmacht und des „missing money“ erlaubt. Es handelt sich dabei um eine zusätzliche Versicherung zur Verbesserung der Zuverlässigkeit und Widerstandsfähigkeit durch die Bereitstellung zusätzlicher Reserven bei Engpässen. Sie ist teurer, weil die strategische Reserve nur bei Engpässen Strom erzeugt, so dass der Einsatz ineffizient ist, wenn die Grenzkosten der strategischen Reserve unter der Preisobergrenze liegen. Dennoch können Kapazitätsmechanismen mit einer ergänzenden strategischen Reserve reibungslos funktionieren.

Die im Rahmen der Kraftwerksstrategie beschafften Produkte können bis 2028 reibungslos in den geplanten umfassenden Kapazitätsmarkt Deutschlands übergehen. Idealerweise folgt der Kapazitätsmechanismus soliden ökonomischen Grundsätzen, wie oben beschrieben.

Insgesamt ist ein robustes Auktionsdesign für den Erfolg der Kraftwerksstrategie und die breiteren Ziele der Energiewende in Deutschland von entscheidender Bedeutung. Allerdings können die Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismen erhebliche politische Unsicherheiten und fehlerhafte Marktdesigns, die langfristige Investitionsanreize behindern, nicht beseitigen. Die Bewältigung dieser Probleme, wie z.B. unzureichende Standortspezifische Marktpreise, durch Marktreformen ist unerlässlich, um die Beschaffungskosten und die Stromrechnungen der Verbraucher zu minimieren.

Wir bieten einen Rahmen für Beschaffungsauktionen und Kapazitätsmechanismen, um kostengünstig zuverlässige und klimafreundliche Kapazitäten zu sichern, während Deutschland den Übergang zu Netto-Null vollzieht. Die Befolgung grundlegender ökonomischer Prinzipien und bewährter Verfahren aus internationaler Erfahrung ist entscheidend für die Erreichung der ehrgeizigen Energie- und Klimaziele Deutschlands.

Literatur

Aagaard, Todd S.; Kleit, Andrew N. (2022a): Electricity Capacity Markets: Cambridge University Press.

Aagaard, Todd S.; Kleit, Andrew N. (2022b): Too much is never enough: constructing electricity capacity market demand. In Energy Law Journal 43, S. 79-124.

ACER (2023): Weiterentwicklung des EU-Stromterminmarktes. ACER (ACER Policy Paper).

Ambes, Stefan; Crampes, Claude; Tirole, Jean (2023): Die Gestaltung von Strommärkten: An Economic Analysis. In Toulouse School of Economics Working Paper.

Bergemann, Dirk; Breuer, Kevin; Cramton, Peter; Hirsch, Jack; Ndiaye, Yero; Ockenfels, Axel (2024): A soft floor auction improves efficiency and revenues by exploiting bidder regret (University of Cologne Working Paper).

Bichler, Martin; Grimm, Veronika; Kretschmer, Sandra; Sutterer, Paul (2020): Marktdesign für Erneuerbare-Energien-Auktionen: Eine Analyse von alternativen Auktionsformaten. In Energy Economics 92, S. 104904. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104904.

Black, Fischer (1971): Toward a Fully Automated Stock Exchange, Part I. In Financial Analysts Journal 27 (4), S. 28-35. DOI: 10.2469/faj.v27.n4.28.

BNetzA (2024): Vereinbarung zur Kraftwerksstrategie. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-agreement-on-power-station-strategy.html, geprüft am 19.4.2024.

Borenstein, Severin; Bushnell, James B. (2015): The U.S. Electricity Industry After 20 Years of Restructuring. In Annual Review of Economic 7 (1), S. 437-463.

Coase, Ronald H. (1972): Dauerhaftigkeit und Monopol. In The Journal of Law and Economics 15 (1), S. 143-149.

Consentec (2024): Entwicklung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt. Consentec GmbH. Aachen.

Rat der Europäischen Union (2024): Vorschlag zur Verbesserung des Strommarktdesigns der Europäischen Union. Rat der Europäischen Union. Belgien (Interinstitutionelle Akte: 2023/0077(COD)). Online verfügbar unter https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16964-2023-INIT/en/pdf.

Cramton, Peter (2017): Electricity Market Design. In Oxford Review of Economic Policy 33 (4), S. 589-612.

Cramton, Peter (2022): Förderung der Widerstandsfähigkeit durch gutes Marktdesign: Lehren aus Texas University of Maryland Working Paper.

Cramton, Peter; Brandkamp, Simon; Chao, Hung-po; Dark, Jason; Hoy, Darrell; Kyle, Albert S. et al. (2024): A Forward Energy Market to Improve Reliability and Resiliency. Online verfügbar unter https://cramton.umd.edu/electricity/.

Cramton, Peter; Ockenfels, Axel (2012): Ökonomie und Design von Kapazitätsmärkten für den Stromsektor. In Zeitschrift für Energiewirtschaft 36, S. 113-134.

Cramton, Peter; Ockenfels, Axel (2017): The German 4G Spectrum Auction: Design and Behaviour. In The Economic Journal 127 (605), F305-F324. DOI: 10.1111/ecoj.12406.

Cramton, Peter; Ockenfels, Axel (2024): Market Design to promote reliable and resilient electricity supply in Germany. University of Maryland Working Paper.

Cramton, Peter; Ockenfels, Axel; Stoft, Steven (2013): Capacity market fundamentals. In Economics of Energy & Environmental Policy 2 (2), S. 27-46.

Cramton, Peter; Shoham, Yoav; Steinberg, Richard (Eds.) (2006): Combinatorial Auctions: MIT Press.

Cramton, Peter; Stoft, Steven (2006): Die Konvergenz von Marktdesigns für angemessene Erzeugungskapazitäten. Weißbuch des California Electricity Oversight Board.

Cramton, Peter; Stoft, Steven (Eds.) (2007): Colombia firm energy market. 2007 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'07): IEEE.

Frontier Economics (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Köln, Deutschland.

Gimon, Eric (2020): Let's Get Organized! Langfristiges Marktdesign für ein Netz mit hoher Durchdringung. In Energy Innovation Working Paper.

Gramlich, Rob; Hogan, Michael (2019): Wholesale Electricity Market Design for Rapid Decarbonization: A Decentralized Markets Approach. In Utility Dive.

Grimm, Veronika; Ockenfels, Axel; Zöttl, Gregor (2008a): Ein Vergleich ausgewählter europäischer Strombörsen. In ZS Energ. Wirtsch. 32 (3), S. 162-170. DOI: 10.1007/s12398-008-0021-6.

Grimm, Veronika; Ockenfels, Axel; Zöttl, Gregor (2008b): Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX. In ZS Energ. Wirtsch. 32 (3), S. 147-161. DOI: 10.1007/s12398-008-0020-7.

Grimm, Veronika; Rückel, Bastian; Sölch, Christian; Zöttl, Gregor (2021): Der Einfluss des Marktdesigns auf Übertragungs- und Erzeugungsinvestitionen in Strommärkten. In Energy Economics 93, S. 104934. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104934.

Jha, Akshaya; Wolak, Frank A. (2023): Can forward commodity markets improve spot market performance? Evidence from wholesale electricity. In American Economic Journal: Economic Policy 15 (2), S. 292-330.

Kahn, Alfred E.; Cramton, Peter; Porter, Robert H.; Tabors, Richard D. (2001): Uniform pricing or pay-as-bid pricing: Ein Dilemma für Kalifornien und darüber hinaus. In Electricity Journal (Juli), S. 70-79.

Kienscherf, Philipp Artur; Diers, Hendrik (2023): EWI Analyse: Finanzierungsbedarfe in der Stromerzeugung bis 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln, Deutschland, 2023.

Kyle, Albert S. (1985): Kontinuierliche Auktionen und Insiderhandel. In Econometrica: Journal of the Econometric Society, S. 1315-1335.

Macey, Joshua C.; Ward, Robert (2021): MOPR Madness. In Energy Law Journal 42 (1), S. 67-122.

Macey, Joshua C.; Welton, Shelley; Wiseman, Hannah (2024): Netzzuverlässigkeit im Zeitalter der Elektrizität. In Yale Journal of Regulation 41 (1), S. 164-247. Online verfügbar unter https://www.yalejreg.com/print/grid-reliability-in-the-electric-era/.

Mauch, B.; Millar, D.; Dorris, G. (2022): Resource Adequacy Modeling for a High Renewable Future. In National Regulatory Research Institute, Washington, DC.

Patterson, Delia; Reiter, Harvey (2016): Chasing the Uncatchable: Why Trying to Fix Mandatory Capacity Markets is Like Trying to Win a Game of Whack-a-Mole. In Public Utilities Fortnightly June.

Wissenschaftlicher Beirat des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2013): Langfristiges Management der Versorgungssicherheit im Strombereich. Berlin.

Shu, Han; Mays, Jacob (2023): Beyond capacity: Contractual form in electricity reliability obligations. In Energy Economics 126. Online verfügbar unter https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106943.

Vayanos, Dimitri (1999): Strategischer Handel und Wohlfahrt in einem dynamischen Markt. In The Re-view of Economic Studies 66 (2), S. 219-254.

Watkiss, Jeffrey Dan; Baldick, Ross; Tabors, Richard D. (2023): Time to Double Down on Uniform Pricing in U.S. Energy Markets. In Yale Journal on Regulation Bulletin 41.

Wilson, Robert (2002): Architektur der Strommärkte. In Econometrica: Journal of the Econometric Society 70 (4), S. 1299-1340. DOI: 10.1111/1468-0262.00334.

Wolak, Frank A. (2021): Stromgroßhandelsmarktdesign. In Handbook on Electricity Markets 4, S. 73-110.

Wolak, Frank A. (2022): Langfristige Angemessenheit der Ressourcen in Stromgroßhandelsmärkten mit erheblichen intermittierenden erneuerbaren Energien. In Environmental and Energy Policy and the Economy 3 (1), S. 155-220.