



Deutsche Umwelthilfe



Kapazitätsmechanismen im Stromsystem:

Chancen, Risiken und Leitplanken

Kapazitätsmechanismen im Stromsystem: *Chancen, Risiken und Leitplanken*

Inhalt

Ausgangslage	2
Welche Technologien brauchen wir für die Dunkelflaute?	2
Nachfragesteuerung	3
Stromspeicherung.....	4
Brennstoffbasierte Stromerzeugung	4
Was für Instrumente gibt es, um diese Technologien anzureizen?	5
Marktergänzende Subventionen (sog. Kapazitätsmärkte)	6
Marktexterne Subventionen (sog. Reserven)	6
Marktbasierte Verpflichtungen (sog. Absicherungspflichten).....	6
Wie schneiden die Instrumente klimapolitisch ab?	7
Was bedeutet die geplante Einführung von marktergänzenden Zahlungen?.....	8
Was sind unsere Leitplanken für marktergänzenden Zahlungen?.....	8
Was ist unser Fazit?	9

Ausgangslage

Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien verändert sich die Struktur der Stromerzeugung grundlegend: Wetterabhängige Einspeisung aus Wind- und Solarenergie ersetzt zunehmend fossile Kraftwerke. Dadurch entstehen neue Anforderungen an das Stromsystem. Auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne – der oft genannten Dunkelflaute – muss die Versorgungssicherheit gewährleistet bleiben.

Der wichtigste Beitrag zur Verringerung solcher Dunkelflauten ist ein ambitionierter, flächendeckender Ausbau erneuerbarer Energien selbst. Je mehr Wind- und Solaranlagen installiert sind und je besser sie räumlich verteilt sind, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass gleichzeitig überall sehr wenig Strom erzeugt wird. Zudem liefert selbst ein Tag mit schwacher Sonneneinstrahlung oder wenig Wind bei einem stark ausgebauten erneuerbaren Kraftwerkspark deutlich mehr Strom als in einem System mit geringerer installierter Leistung.

Dennoch wird es auch in einem weitgehend erneuerbaren Stromsystem Situationen geben, in denen zusätzliche flexible Stromquellen benötigt werden. Da diese jedoch nur in seltenen Mangellagen tatsächlich gebraucht werden, kann sich ihr Bau und ihre Vorhaltung am regulären Strommarkt unter Umständen nicht ausreichend refinanzieren.

Vor diesem Hintergrund wird intensiv über sogenannte *Kapazitätsmechanismen* diskutiert. Gemeint sind staatliche Instrumente, die gezielt Anreize dafür schaffen sollen, entsprechende Leistung bereitzuhalten. Besonders im Fokus steht derzeit der *Kapazitätsmarkt*, ein spezifischer Kapazitätsmechanismus, dessen Einführung in Deutschland aktuell vorbereitet wird. Im April 2026 wurde ein erster Entwurf des sogenannten Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes veröffentlicht. Er sieht die Einführung eines Kapazitätsmarkts in mehreren Schritten vor. Der Entwurf ist auf deutliche Kritik gestoßen, weil er in seiner konkreten Ausgestaltung fossile Kraftwerke gegenüber sauberen Flexibilitätsoptionen strukturell bevorzugt. Dabei sollten Kapazitätsmechanismen in der Theorie technologieoffen ausgestaltet sein und gerade auch klimafreundliche Lösungen einbeziehen. An solchen Alternativen mangelt es nicht.

Im Folgenden geben wir daher zunächst einen Überblick über die verschiedenen Technologien, die durch Kapazitätsmechanismen angereizt werden können, sowie über ihre jeweiligen Vor- und Nachteile für die Versorgungssicherheit in einem Stromsystem mit 100 % erneuerbaren Energien. Anschließend betrachten wir die unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen genauer und analysieren die jeweiligen Klimarisiken der Instrumente. Abschließend geht das Papier der Frage nach, wie der von der Bundesregierung präferierte Mechanismus – der Kapazitätsmarkt – konkret ausgestaltet sein müsste, um Klimarisiken möglichst zu vermeiden und saubere Technologien gezielt zu fördern.

Welche Technologien brauchen wir für die Dunkelflaute?

Eine grundlegende Herausforderung im Stromsystem ist, dass Strom in der Regel genau dann verbraucht werden muss, wenn er erzeugt wird. In einem Stromsystem, das auf erneuerbaren Energien basiert, kommt hinzu, dass Wind- und Solarstrom nicht immer genau dann in ausreichender Menge verfügbar ist, wenn er gebraucht werden. Diese Herausforderung ist jedoch durch eine Kombination verschiedener Ansätze gut lösbar: **Nachfragesteuerung** verschiebt Stromverbrauch in Zeiten mit viel erneuerbarem Strom. **Stromspeicher** können erneuerbaren Strom zwischenspeichern, bis er gebraucht wird. **Brennstoffbasierte Kraftwerke** können zuletzt in Notfällen einspringen.

Abbildung 1 zeigt die drei verschiedenen Technologieoptionen. Fossiles Erdgas und fossiler Wasserstoff sind ausgegraut, da sie aufgrund ihrer Emissionsbilanz nicht zu den vorrangigen Optionen für eine klimaverträgliche Versorgungssicherheit zählen. Neben diesen drei Kategorien gibt es weitere wichtige Hebel für Versorgungssicherheit, vor allem einen ambitionierten nationalen und europäischen Stromnetzausbau. Er sorgt dafür, dass Strom aus Regionen mit hoher Erzeugung schnell dorthin transportiert werden

kann, wo er gebraucht wird. Stromnetze werden jedoch über Netzentgelte finanziert und fallen nicht in die Logik von Kapazitätsmechanismen. Sie werden daher in diesem Papier nicht weiter behandelt.

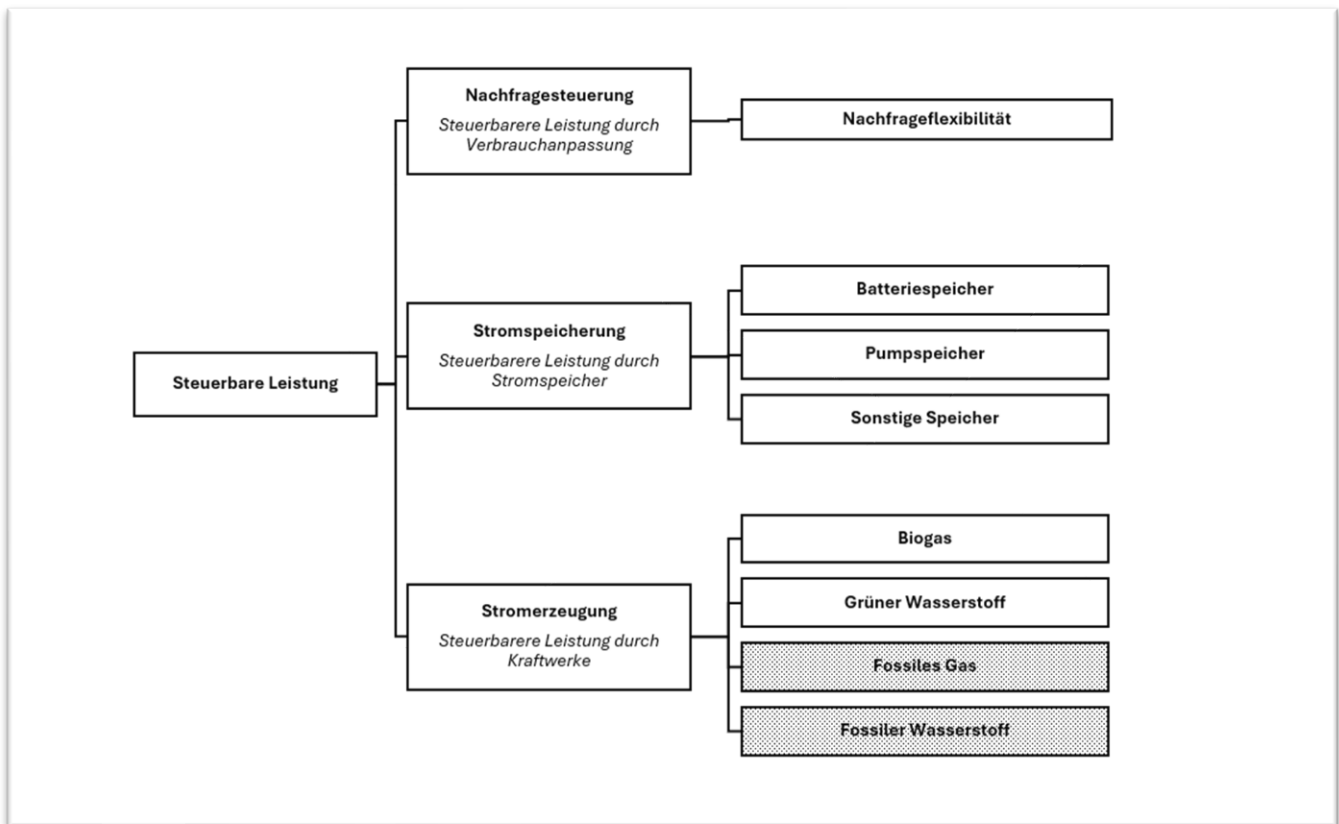


Abbildung 1: Technologieoptionen für steuerbare Leistung im Stromsystem

Nachfragesteuerung

Nachfragesteuerung: Die Steuerung der Stromnachfrage – häufig auch als Nachfrageflexibilität bezeichnet – bedeutet, dass Stromverbrauch zeitlich verschoben wird. Strom wird vor allem dann genutzt, wenn viel erneuerbare Energie verfügbar ist, während der Verbrauch in Zeiten knapper Erzeugung gezielt reduziert wird. Ein zentraler Vorteil besteht darin, dass vorhandene Ressourcen effizienter genutzt werden können, anstatt zusätzliche Kapazitäten aufzubauen. Typische Anwendungen sind etwa Elektroautos, Wärmepumpen oder industrielle Prozesse. So können Elektroautos bevorzugt dann laden, wenn viel erneuerbarer Strom im Netz ist. Auch Industrieanlagen können – wo technisch möglich – ihren Stromverbrauch in Zeiten von Knappheit vorübergehend reduzieren. Angereizt werden kann dies beispielsweise durch flexible Stromtarife oder Ausgleichszahlungen. Voraussetzung dafür ist jedoch eine entsprechende Infrastruktur, insbesondere Smart Meter. Diese erfassen den Stromverbrauch nicht nur, sondern übermitteln ihn auch automatisiert, sodass sichtbar wird, wann und wo wie viel Strom verbraucht wird und das System entsprechend gesteuert werden kann. Beim Rollout von Smart Metern liegt Deutschland bislang deutlich zurück. Um Nachfrageflexibilität wirksam zu nutzen, braucht es daher einen beschleunigten Ausbau sowie klare regulatorische Rahmenbedingungen, die flexiblen Stromverbrauch gezielt fördern.

Stromspeicherung

Batteriespeicher: Batteriespeicher nehmen Strom auf und geben ihn bei Bedarf wieder ins Netz ab. Sie sind besonders gut geeignet, kurzfristige Schwankungen auszugleichen und Strom aus Wind- und Solaranlagen zeitlich zu verschieben – etwa indem sie mittags überschüssigen Solarstrom speichern und ihn abends wieder ins Netz einspeisen. Die Kosten sind in den vergangenen Jahren deutlich gesunken, vor allem bei kürzeren Speicherzeiten sind Batteriespeicher inzwischen oft wirtschaftlich attraktiv. Im Betrieb verursachen sie keine Emissionen und sind damit fossilen Kraftwerken klar überlegen. Die Technologie ist marktreif und entwickelt sich sehr dynamisch, das Ausbaupotenzial ist groß. Aktuell dominieren Speicher mit einer Einsatzdauer von zwei bis vier Stunden, längere Speicherzeiten sind technisch jedoch möglich. Zudem können Batteriespeicher gestaffelt eingesetzt werden, um auch längere Knappheitsphasen zu überbrücken. Insgesamt sollten sie aufgrund ihrer Schnelligkeit, Effizienz und guten Klimabilanz eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit spielen.

Pumpspeicher: Pumpspeicherkraftwerke speichern Strom, indem Wasser in ein höher gelegenes Becken gepumpt und bei Bedarf wieder zur Stromerzeugung abgelassen wird. Sie zählen zu den klassischen Speichertechnologien und sind seit langem erprobt. Pumpspeicher können schnell reagieren und große Energiemengen über viele Stunden oder sogar Tage bereitstellen. Im Betrieb verursachen sie keine direkten Emissionen und gelten als sehr verlässlich. Ihr größter Nachteil ist das begrenzte Ausbaupotenzial in Deutschland: Aufgrund topografischer Voraussetzungen und Flächenbedarfs sind neue Standorte nur eingeschränkt verfügbar. Dennoch bleiben Pumpspeicherkraftwerke eine wichtige emissionsfreie Speicheroption im Stromsystem.

Weitere Speicher: Neben Batterie- und Pumpspeichern gibt es weitere Speicheroptionen, die perspektivisch eine Rolle spielen können. Dazu gehören etwa thermische Speicher oder Druckluftspeicher. Viele dieser Technologien befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium oder sind bisher nur begrenzt wirtschaftlich. Ihr Vorteil liegt jedoch häufig darin, dass sie größere Energiemengen über längere Zeiträume speichern können. Gerade für längere Knappheitsphasen können sie deshalb perspektivisch relevant werden und sollten in der Debatte nicht außer Acht gelassen werden.

Brennstoffbasierte Stromerzeugung

Biogaskraftwerke: Biogaskraftwerke erzeugen aus Anbaubiomasse oder organischen Reststoffen wie Gülle, Mais oder Bioabfällen ein Gas, das in Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird. Grundsätzlich können sie auch dazu beitragen, längere Knappheitsphasen zu überbrücken und bei Bedarf flexibel einzuspringen. In der Praxis laufen viele Anlagen bislang jedoch eher im Dauerbetrieb, auch weil sie Wärme bereitstellen müssen. Zudem sind die Gasspeicher vor Ort häufig noch zu klein, um in einer Dunkelflaute im größeren Umfang flexibel einspringen zu können. Daran wird derzeit jedoch gearbeitet. Wenn der Brennstoff nachhaltig bereitgestellt wird, sind Biogaskraftwerke deutlich nachhaltiger als fossile Kraftwerke. Entscheidend ist dabei, dass vor allem Rest- und Abfallstoffe genutzt werden und keine neuen problematischen Abhängigkeiten entstehen. Das nachhaltige Potenzial ist daher begrenzt. Biogas kann also eine sinnvolle Ergänzung für die Versorgungssicherheit sein, aber keine allein tragende Säule.

Wasserstoffkraftwerke: Wasserstoffkraftwerke erzeugen Strom mithilfe von Wasserstoff. Wasserstoff ist ein Gas, das als Energieträger genutzt werden kann. Er wird meist hergestellt, indem Wasser mit Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird, oder indem er aus Erdgas gewonnen wird. Grüner Wasserstoff, also Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, kann dabei auch als Form der Stromspeicherung verstanden werden: Überschüssiger erneuerbarer Strom wird in Wasserstoff umgewandelt und kann später wieder zur Stromerzeugung genutzt werden. Damit eignen sich Wasserstoffkraftwerke grundsätzlich

besonders für längere Knappheitsphasen. Voraussetzung ist allerdings, dass tatsächlich ausschließlich grüner Wasserstoff eingesetzt wird. Nur dann sind sie deutlich klimaverträglicher als fossile Kraftwerke. Andere Wasserstoffarten, die auf fossilen Energien basieren, sollten ausgeschlossen werden, weil sie weiterhin erhebliche Treibhausgasemissionen verursachen und neue fossile Abhängigkeiten schaffen.

Gleichzeitig ist wichtig, die heutigen Grenzen klar zu benennen: Grüne Wasserstoffkraftwerke sind bislang kaum Realität. Die Technik ist noch nicht vollständig marktreif, die notwendige Infrastruktur – etwa Wasserstoffpipelines – fehlt vielerorts, und grüner Wasserstoff steht bisher nur in sehr begrenzten Mengen zur Verfügung. Auch langfristig dürfte er knapp und teuer bleiben, nicht zuletzt wegen der hohen Energieverluste bei Herstellung, Transport und Nutzung. Deshalb sollten große Versprechen mit Vorsicht betrachtet werden. Viele fossile Gaskraftwerke werden heute als „wasserstofffähig“ beworben und mit einer späteren Umstellung gerechtfertigt. Glaubwürdig ist das jedoch nur, wenn dafür verbindliche gesetzliche Vorgaben und klare Umstellungsfristen gelten. Wasserstoffkraftwerke können langfristig eine sinnvolle Ergänzung sein, vor allem für seltene und längere Knappheitsphasen. Zugleich ist absehbar, dass sie eher eine teure Option bleiben und weiterhin mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

Fossile Gaskraftwerke: Fossile Gaskraftwerke erzeugen Strom durch das Verbrennen von fossilem Gas. Sie können zwar gezielt dann Strom liefern, wenn er gebraucht wird, und auch längere Phasen mit wenig Wind und Sonne überbrücken. Genau darin liegt aber das Problem: Wenn solche Kraftwerke einmal gebaut sind, gibt es einen starken wirtschaftlichen Anreiz, sie nicht nur in echten Notfällen, sondern möglichst oft zu nutzen. Das ist katastrophal für das Klima: Wenn man die Emissionen berücksichtigt, die bei Förderung und Transport des Gases entstehen, sind Gaskraftwerke, die mit Flüssigerdgas z.B. aus den USA und damit mit Fracking-Gas versorgt werden, kaum besser als Kohlekraftwerke. Dazu kommt: Fossiles Gas bedeutet auch neue Abhängigkeiten von Importen und geopolitische Konflikte. Außerdem ist fossiles Gas bereits sehr teuer und durch steigende CO₂-Kosten wird es in Zukunft noch teurer. Wenn fossile Gaskraftwerke noch eine Rolle spielen sollen, dann nur als letzte Reserve für sehr seltene Ausnahmesituationen. Besonders ungeeignet sind große Gas- und Dampfkraftwerke und Anlagen, die neben Strom auch Wärme erzeugen. Sie sind darauf ausgelegt, viele Stunden zu laufen, und passen deshalb schlecht zu einem Stromsystem, das vor allem schnell und flexibel auf Wind- und Solarstrom reagieren muss.

Für echte Versorgungssicherheit braucht es einen Mix aus steuerbarer Stromnachfrage, Stromspeicherung und einer begrenzten brennstoffbasierten Stromerzeugung für Notfälle. Alle drei Technologiegruppen können grundsätzlich über Kapazitätsmechanismen angereizt werden. Voraussetzung dafür, dass diese Optionen wirksam ineinandergreifen und ein Kapazitätsmechanismus seine Wirkung entfalten kann, ist ein gut ausgebautes, integriertes europäisches Stromnetz.

Damit Kapazitätsmechanismen dem Anspruch eines klimafreundlichen, bezahlbaren und sicheren Stromsystems gerecht werden, müssen sie Nachfragesteuerung und Stromspeicher klar priorisieren. Kraftwerke auf Basis von Brennstoffen sollten nur als ergänzende Lösung für den Notfall dienen, wenn Speicher und flexible Stromnutzung nicht ausreichen. Nachhaltige Biomassekraftwerke und grüne Wasserstoffkraftwerke müssen dann eindeutig Vorrang vor fossilen Kraftwerken haben.

Was für Instrumente gibt es, um diese Technologien anzureizen?

Was für mögliche Politikinstrumente gibt es, um die benötigten Technologien anzureizen? In der Debatte tauchen oft Begriffe wie Reserve, Kapazitätsmarkt oder Absicherungspflicht auf. Diese Begriffe wirken sehr technisch, und besonders das Wort „Markt“ verdeckt oft, dass es in der Realität um Subventionen geht. Deshalb nutzen wir im Folgenden eine einfachere eigene Gliederung. Sie unterscheidet drei Grundansätze: erstens marktergänzende Subventionen, zweitens marktexterne Subventionen und drittens marktbasierende Verpflichtungen.

Marktergänzende Subventionen (sog. Kapazitätsmärkte)

Marktergänzende Subventionen sind die klassischen Kapazitätsmärkte. Hier bekommen Stromerzeuger zusätzlich zu ihren Einnahmen aus dem Stromverkauf noch Geld dafür, dass sie Leistung für den Notfall bereithalten. Sie können ihren Strom also weiter am normalen Markt verkaufen und erhalten obendrauf eine Vergütung dafür, in Knappheitssituationen verfügbar zu sein. Finanziert wird das am Ende in der Regel über Umlagen, die bei den Stromkund*innen landen. In zentralen Kapazitätsmärkten legt der Staat fest, wie viel gesicherte Leistung gebraucht wird. In dezentralen Kapazitätsmärkten liegt die Verantwortung stärker bei den Stromlieferanten.

Marktexterne Subventionen (sog. Reserven)

Marktexterne Subventionen sind sogenannte Reserven. Hier werden Anlagen nur für Notfälle vorgehalten und außerhalb des normalen Strommarkts bezahlt. Sie erhalten also ebenfalls staatliche Unterstützung, dürfen aber nicht zusätzlich am regulären Markt teilnehmen und Strom verkaufen. Deutschland hat bereits eine solche Reserve, finanziert über die Netzentgelte, die grundsätzlich erweitert werden könnte. Momentan besteht sie hauptsächlich aus älteren fossilen Kraftwerken.

Marktbasierte Verpflichtungen (sog. Absicherungspflichten)

Marktbasierte Verpflichtungen sind ordnungspolitische Vorgaben. Stromanbieter müssten hier frühzeitig nachweisen, dass sie genug verlässliche Kapazitäten organisiert haben, um ihre Kundinnen und Kunden auch in Zeiten mit wenig Wind und Sonne sicher versorgen zu können. Dafür könnten unterschiedliche Lösungen genutzt werden, etwa Kraftwerke, Speicher oder flexible Stromnutzung.

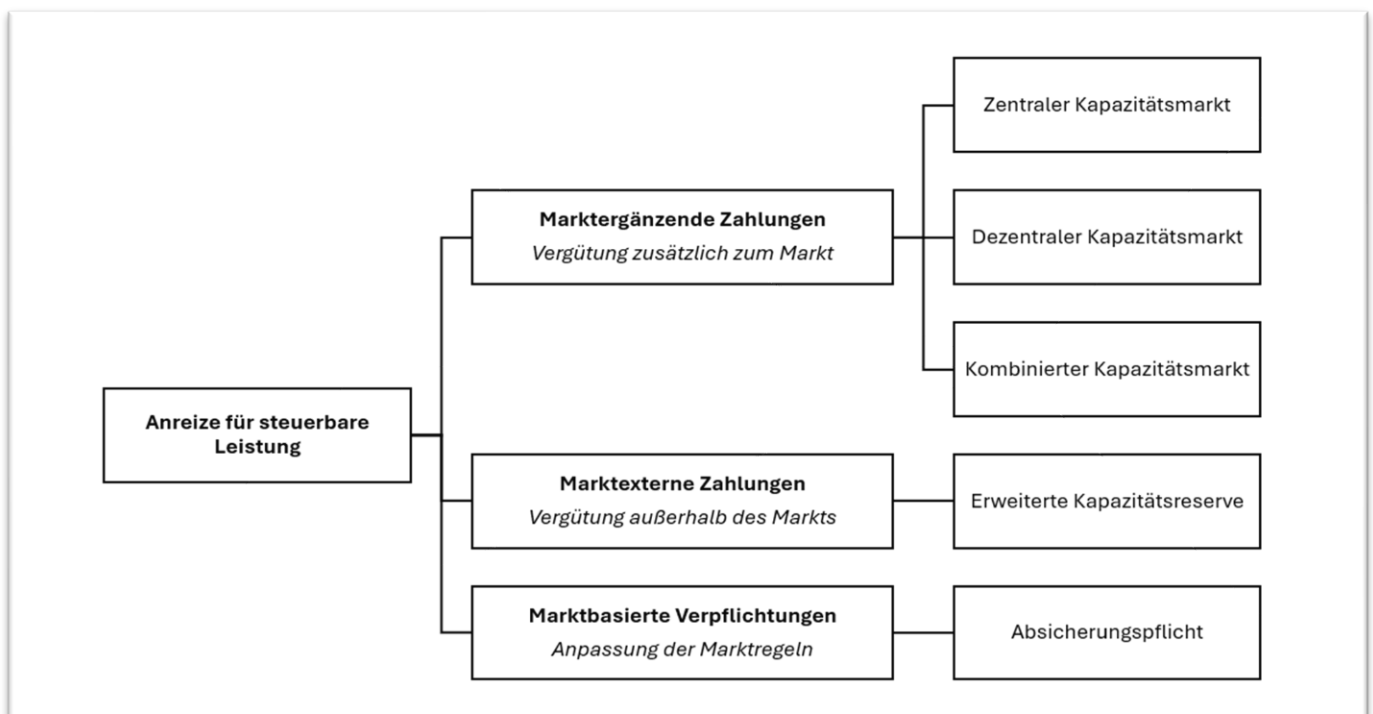


Abbildung 2: Kapazitätsmechanismen zur Förderung steuerbarer Leistung

Wie schneiden die Instrumente klimapolitisch ab?

Die drei Instrumente – marktergänzende Subventionen, marktexterne Subventionen und marktbasierte Verpflichtungen – unterscheiden sich deutlich in ihren klimapolitischen Risiken sowie in ihren Auswirkungen auf Kosten, Marktstruktur und Systemeffizienz. Im Zentrum der Bewertung steht dabei das Klimarisiko, insbesondere die Wahrscheinlichkeit eines fossilen Lock-ins sowie die damit verbundenen Emissionseffekte.

Marktergänzende Subventionen bzw. Kapazitätsmärkte weisen das höchste klimapolitische Risiko auf. Zwar gibt es auf EU-Ebene inzwischen Vorgaben, dass Kapazitätsmärkte auch für saubere Technologien wie Stromspeicher und Nachfrageflexibilität offen sein müssen und nicht ausschließlich Kraftwerke fördern dürfen. Dennoch besteht weiterhin die Gefahr, dass durch die konkrete technische Ausgestaltung faktisch fossile Kraftwerke priorisiert werden. Da subventionierte Kraftwerke sowohl Zahlungen aus dem Kapazitätsmarkt als auch Erlöse aus dem regulären Strommarkt erhalten, entsteht ein Anreiz, mehr Stunden zu laufen als systemisch notwendig, um diese Doppelvergütung zu maximieren. Dies führt zu erhöhten Emissionen. Gleichzeitig verzerrt es den regulären Strommarkt, da geförderte Kraftwerke eine bessere Ausgangsposition haben als nicht subventionierte Marktteilnehmer. Insbesondere in Knappheitsphasen haben sie einen Anreiz, zu produzieren und hohe Strompreise abzuschöpfen. Für Batteriespeicher im regulären Strommarkt ist dies problematisch: Ihr Geschäftsmodell basiert darauf, Strom bei hoher erneuerbarer Einspeisung günstig zu speichern und bei Knappheit zu höheren Preisen wieder einzuspeisen. Wenn jedoch viele subventionierte Kraftwerke gerade in diesen Knappheitsphasen zusätzlich Strom erzeugen, sinken die Preisspitzen – und damit die Wirtschaftlichkeit von Speichern.

Hinzu kommt ein ausgeprägtes Risiko von Überkapazitäten, da zur Absicherung der Versorgungssicherheit häufig mehr Leistung beschafft wird als tatsächlich benötigt. Es sind hohe Kosten zu erwarten, die über Umlagen auf den Strompreis an die Endverbraucher*innen weitergegeben werden. Zwar sind marktergänzende Subventionen regulatorisch vergleichsweise etabliert und ihre Komplexität ist moderat, doch gerade diese Planbarkeit verstärkt das Risiko, dass einmal geschaffene fossile Strukturen langfristig bestehen bleiben.

Marktexterne Subventionen schneiden klimapolitisch etwas besser ab. Zwar besteht auch hier ein Risiko, dass besonders fossile Energien gefördert werden. Das Risiko, dass fossile Kraftwerke übermäßig viele Stunden laufen oder Überkapazitäten entstehen, ist jedoch geringer. Da die Anlagen ausschließlich über Subventionen finanziert werden, würden zusätzliche Laufstunden oder Überdimensionierungen unmittelbar höhere Kosten verursachen und damit stärker begrenzt werden. Auch die Verzerrung des regulären Strommarktes ist deutlich geringer. Da die geförderten Kraftwerke nicht am Markt teilnehmen, benachteiligen nicht-geförderte saubere Alternativen in geringerem Maße. Dennoch bleiben die Kosten für Verbraucher*innen hoch und würden voraussichtlich über höhere Netzentgelte finanziert.

Marktbasierte Verpflichtungen weisen demgegenüber die geringsten klimapolitischen Risiken auf. Die Wahrscheinlichkeit eines fossilen Lock-ins ist hier niedriger, da nicht einzelne Technologien direkt gefördert werden, sondern Marktakteure dazu verpflichtet werden, ihre Versorgung abzusichern. Auch das Risiko übermäßig hoher Laufzeiten fossiler Kraftwerke sowie die Gefahr von Überkapazitäten sind geringer, weil Beschaffungsentscheidungen stärker am tatsächlichen Bedarf ausgerichtet werden. Klimapolitisch bieten marktbasierte Verpflichtungen damit die besten Voraussetzungen, damit sich saubere Flexibilitätsoptionen wie Speicher und Nachfragesteuerung durchsetzen können. Gleichzeitig sind diese Instrumente jedoch mit größerer regulatorischer Unsicherheit und höherer Komplexität verbunden, da sie bislang weniger erprobt sind und eine präzise Ausgestaltung erfordern. Auch ihre Kostenwirkungen sind weniger eindeutig, dürften aber zumindest teilweise an Endkund*innen weitergegeben werden.

Insgesamt zeigt der Vergleich, dass Instrumente, die stark auf direkte Förderung setzen, mit deutlich höheren Klimarisiken einhergehen. Sie sind prädisponiert fossile Technologien zu begünstigen, den Markt zu

verzerren und Kosten und Überkapazitäten nach oben zu treiben. Umso wichtiger ist eine sorgfältige Ausgestaltung, die diese Risiken minimiert und saubere Technologien gezielt stärkt.

	Marktergänzende Subventionen	Marktexterne Subventionen	Marktbasierte Verpflichtungen
Fossiler Lock-in <i>Wahrscheinlichkeit, dass das Instrument primär fossilen Energien fördert</i>	Hoch	Hoch	Mittel
Jährliche Emissionen <i>Wahrscheinlichkeit, dass fossile Kraftwerke angereizt werden mehr Stunden im Jahr zu laufen als notwendig</i>	Hoch	Mittel	Niedrig
Marktverzerrung <i>Wahrscheinlichkeit, dass der reguläre Strommarkt durch Förderung zugunsten fossiler Energien verzerrt wird</i>	Hoch	Niedrig	Niedrig
Überkapazitäten <i>Wahrscheinlichkeit, dass mehr Kapazität gefördert wird als tatsächlich benötigt</i>	Hoch	Mittel	Niedrig
Regulatorische Praxiserfahrung <i>Wahrscheinlichkeit, dass geringe regulatorische Erfahrung zu Unsicherheiten führt</i>	Niedrig	Niedrig	Hoch
Kosten <i>Wahrscheinlichkeit, dass hohe Gesamtkosten auf Endkund*innen umgelegt werden</i>	Hoch	Hoch	Mittel

Abbildung 3: Kapazitätsmechanismen im Vergleich

Was bedeutet die geplante Einführung von marktergänzenden Zahlungen?

Deutschland verfügt bislang – abgesehen von den derzeit noch vergleichsweise kleinen Reserven – über keinen umfassenden Kapazitätsmechanismus. Die Bundesregierung arbeitet jedoch an dessen Einführung. Zeitweise wurden sowohl marktexterne Subventionen als auch marktbasierte Verpflichtungen diskutiert. Aktuell deutet jedoch alles darauf hin, dass ein zentraler Kapazitätsmarkt eingeführt werden soll.

Da Kapazitätsmärkte besonders hohe Klimarisiken haben und eine sorgfältige Ausgestaltung zentral ist, haben wir folgende Leitplanken definiert:

Was sind unsere Leitplanken für marktergänzenden Zahlungen?

Saubere Technologien dürfen nicht benachteiligt werden

Der Kapazitätsmarkt darf nicht einseitig fossile Kraftwerke fördern, sondern muss auch sauberen Alternativen offenstehen. Dies ist auch europarechtlich geboten. Konkret bedeutet das: Stromspeicher müssen als vollwertiger Beitrag zur Versorgungssicherheit anerkannt und Lastflexibilität systematisch einbezogen werden. Bei der Ausgestaltung ist besonders darauf zu achten, dass Speicher nicht durch technische oder bürokratische Vorgaben benachteiligt werden – etwa durch überhöhte Laufzeitanforderungen oder sogenannte De-Rating-Faktoren, die festlegen, welcher Anteil der Leistung einer Technologie als verlässlich angerechnet wird.

Geförderte Leistung muss mit den Klimazielen vereinbar sein

Ein Kapazitätsmarkt darf keine Leistung fördern, die den deutschen Klimazielen widerspricht. Fossile Gas- und Kohlekraftwerke dürfen deshalb allenfalls dann zugelassen werden, wenn sie tatsächlich auf grünen Wasserstoff umgestellt werden können und dafür klare, verbindliche Fristen gelten.

Fossile Anlagen, die für den Dauerbetrieb ausgelegt sind, müssen ausgeschlossen werden

Der Kapazitätsmarkt sollte gezielt Anlagen fördern, die in seltenen Knappheitssituationen schnell und flexibel reagieren können, anstatt möglichst viele Stunden im Jahr zu laufen. Fossile Anlagen, die auf

Dauerbetrieb ausgelegt sind, sollten daher von der Förderung ausgeschlossen werden. Das gilt insbesondere für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: Sie laufen in der Regel kontinuierlich, weil sie neben Strom auch Wärme bereitstellen müssen. Daher sind sie für eine reine Absicherung in seltenen Mangellagen ungeeignet und sollten nicht über den Kapazitätsmarkt gefördert werden.

Bedarf muss transparent und realistisch bestimmt werden

Die beschaffte Kapazitätsmenge muss auf einer transparenten und nachvollziehbaren Ermittlung des tatsächlichen Bedarfs beruhen. Dabei sind Importmöglichkeiten, Netzausbau sowie Flexibilitätsoptionen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite zu berücksichtigen. Die Zielwerte sollten regelmäßig überprüft und angepasst werden, damit keine Überkapazitäten entstehen, die die Kosten erhöhen und klimapolitisch kontraproduktiv sind. So hat die Bundesnetzagentur in ihrem 2025 vorgelegten Bericht zur Versorgungssicherheit etwa die Potenziale von Batteriespeichern im regulären Strommarkt unterschätzt und daraus einen hohen Bedarf an fossilen Kraftwerken abgeleitet. Eine solche Einschätzung darf nicht zur Grundlage der Bedarfsbemessung werden.

Verbrauchende müssen geschützt werden

Ein Kapazitätsmarkt wird voraussichtlich erhebliche zusätzliche Kosten verursachen, die am Ende oft über den Strompreis oder Umlagen bei den Verbraucher*innen landen. Deshalb muss jede Finanzierung sozial gerecht ausgestaltet sein. Haushalte mit niedrigen Einkommen sollten gezielt entlastet werden.

Was ist unser Fazit?

Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem erfordert einen grundlegenden Perspektivwechsel: Weg von einer einseitigen Fokussierung auf fossile Kraftwerke, hin zu einem ausgewogenen Mix aus flexibler Stromnachfrage, Stromspeichern und – nur in begrenztem Umfang – brennstoffbasierter Erzeugung für seltene Mangellagen. Insbesondere Speicher und Nachfrageflexibilität sollten prioritär behandelt werden, da sie schnell verfügbar, emissionsfrei und systemdienlich sind. Brennstoffbasierte Kraftwerke dürfen nur ergänzend und klar auf Notfälle begrenzt zum Einsatz kommen. Zudem müssen Gaskraftwerke verbindlich auf den Betrieb mit grünem Wasserstoff umrüstbar sein. Dafür braucht es klare gesetzliche Vorgaben, überprüfbare Zwischenziele, wirksame Sanktionen bei Nichterfüllung und vor allem ein verbindliches Enddatum für den Einsatz fossiler Brennstoffe.

Zur Förderung dieser Technologien stehen unterschiedliche Instrumente zur Verfügung, marktergänzende Subventionen, marktexterne Subventionen und marktbasierte Verpflichtungen. Sie unterscheiden sich erheblich in ihren klimapolitischen Risiken. Während marktergänzende Subventionen wie Kapazitätsmärkte häufig mit einem hohen Risiko fossiler Lock-ins, Marktverzerrungen und Überkapazitäten einhergehen, sind marktexterne Instrumente und insbesondere marktbasierte Ansätze tendenziell weniger eingriffsintensiv und bieten bessere Voraussetzungen für die Integration sauberer Flexibilitätsoptionen.

Die derzeitige Planung der Bundesregierung deutet jedoch klar auf die Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes hin. Die bisher bekannten Eckpunkte zeigen erhebliche Defizite. Technische Anforderungen schließen zentrale saubere Technologien wie Batteriespeicher faktisch aus, verbindliche Dekarbonisierungspflichten fehlen, und Anlagen für den Dauerbetrieb werden nicht ausgeschlossen. Gleichzeitig bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der Bedarfsbemessung und der Verteilung der Kosten.

Aus klimapolitischer und volkswirtschaftlicher Sicht ist daher entscheidend, dass ein Kapazitätsmechanismus nur unter klaren Leitplanken eingeführt wird: Er muss offen sein für saubere Technologien, fossile Lock-ins vermeiden, auf einer realistischen Bedarfsanalyse beruhen und die Kosten sozial gerecht verteilen. Die aktuelle Ausgestaltung erfüllt diese Anforderungen bislang nicht. Ohne

grundlegende Nachbesserungen droht der geplante Mechanismus, die Energiewende auszubremsen, fossile Abhängigkeiten zu verfestigen und die Kosten für Verbraucher*innen zu erhöhen.