

→ FORDERUNGSPAPIER

Warum wir eine Flexibilitätsagenda brauchen

Die Bundesregierung hat das erklärte Ziel, das gesetzlich verankerte 2045 Klimaneutralitäts-Ziel zu erreichen. Dabei ist die Elektrifizierung in sämtlichen Sektoren (Energie, Industrie, Gebäude, Verkehr) unter Nutzung erneuerbaren Stroms für die allermeisten Anwendungen die günstigste und energieeffizienteste Lösung. In den wenigen Anwendungsfällen, wo keine direkt elektrischen Lösungen möglich sind, werden im begrenzten Umfang Wasserstoff und dessen Derivate benötigt.

Damit die Abkehr von fossilen Energieträgern endlich gelingt, braucht es neben Solaranlagen und Windrädern auch die dazugehörige Infrastruktur und Rahmenbedingungen. Insbesondere, um steigende Mengen volatilen, erneuerbaren Stroms effizient zu nutzen, zu speichern und zu transportieren und die Stromversorgung jederzeit zu sichern. Kurzum: Das Stromsystem muss flexibler werden.

Dass Flexibilität eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiesystem spielt, ist wissenschaftlicher Konsens und wurde auch im September 2025 veröffentlichten Monitoringbericht zur Energiewende, welcher im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellt wurde, deutlich.

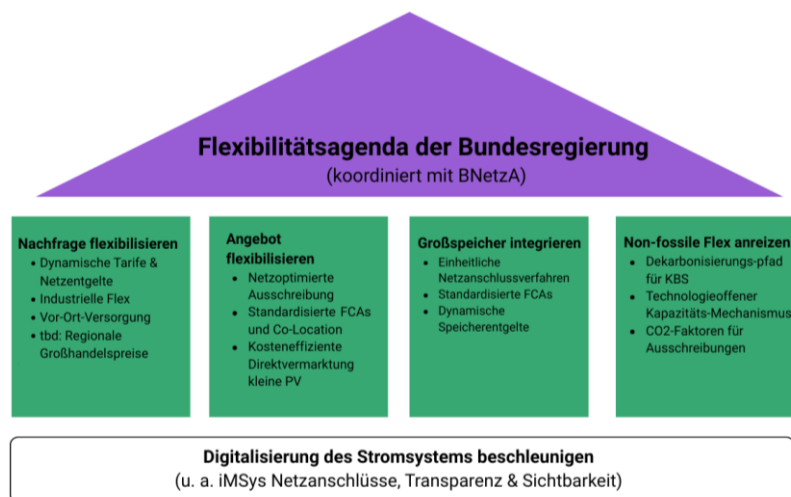
Ein flexibleres Stromsystem bringt Mehrwerte für:

- **den Klimaschutz**, indem durch Speichertechnologien, Nachfragesteuerung und flexiblere Erzeugung ein zeitlicher und räumlicher Ausgleich zwischen neuen Einspeisespitzen aus Wind- und PV-Anlagen einerseits und der Stromnachfrage durch neue Verbraucher, wie bspw. Wärmepumpen, E-Autos und elektrifizierte Industrieprozesse andererseits, erzielt wird. So wird erneuerbarer Strom in Zeiten hoher Einspeisung effizienter genutzt, die Marktwerte für erneuerbare Energien steigen. Wenn günstiger Erneuerbaren-Strom besser genutzt werden kann, steigen die Anreize zur Elektrifizierung.
- **die Bezahlbarkeit**, indem günstiger Grünstrom dann und dort genutzt wird, wo er vorhanden ist. Das senkt die Strompreise für Verbraucher*innen direkt und mindert den Netzausbaubedarf zum Abtransport überschüssiger Strommengen, welcher zunehmend zum zentralen Kostentreiber der Energiewende wird. Günstigere Strompreise wirken wiederum als Elektrifizierungsanreiz.
- **die Versorgungssicherheit**, indem schwankende Erzeugung und zunehmend flexibler Verbrauch – nicht zuletzt unter Nutzung von Speicherlösungen – besser aufeinander abgestimmt werden, um die Stromversorgung auch in Zeiten geringer Erneuerbaren-Produktion zu gewährleisten.

Flexibilitäten bieten volkswirtschaftliche und sozioökonomische Vorteile und sollten eine zentrale Rolle auf der energiepolitischen Agenda der Bundesregierung einnehmen.

Um Flexibilität flächendeckend zu mobilisieren, bedarf es einer abgestimmten **Flexibilitätsagenda**, die kurz-, mittel- und langfristige Maßnahmen aufzeigt, priorisiert und sowohl den regulatorischen Rahmen als auch ein passendes Anreizsystem dafür schafft. Zudem sollte die Infrastrukturplanung flexibler gestaltet werden: Die Entwicklung und Marktdurchdringung von bspw. Batterien, aber auch der Bedarf an Rechenzentren entwickeln sich sehr viel dynamischer als Studien dies vorhergesehen haben. Daher braucht es eine agile Infrastrukturplanung insbesondere in Bezug auf Flexibilitäten. Die Verantwortung zur Schaffung eines passenden regulatorischen Rahmens liegt sowohl bei der Bundesregierung (insbesondere Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWE) als auch bei der Bundesnetzagentur (BNetzA). Um Widersprüche und Unsicherheiten zu vermeiden, braucht es hier dringend eine intensive Kooperation und Koordination, um kohärente Pakete zu erwirken.

Im Folgenden stellen wir die aus unserer Sicht wichtigsten Maßnahmen vor, die sich insbesondere auf die Aspekte Klimaneutralität, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit fokussieren.



Digitalisierung des Stromsystems als Grundvoraussetzung für Flexibilität: Für eine bessere Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch im Stromsystem sind präzise zeit- und ortsscharfe Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Netzzustand unerlässlich. Nur so lassen sich flexible Verbrauchsanpassungen gezielt dort und dann anreizen, wo sie dem System einen echten Mehrwert bieten. Dafür muss der Smart-Meter-Rollout deutlich beschleunigt werden, während zugleich die Transparenz in den Verteilnetzen durch digitalisierte Ortsnetztrafos und ein systematisches Netzzustandsmonitoring zu erhöhen ist. Ergänzend braucht es eine schnelle Digitalisierung und Standardisierung der Leistungserbringung, etwa durch vereinfachte Netzanschlüsse und den Einsatz gemeinsamer digitaler Serviceplattformen für Verteilnetzbetreiber.

Die vier Pfeiler einer Flexibilitätsagenda

1. Nachfrageflexibilität systemdienlich anreizen

Die meistdiskutierte Form von Flexibilität ist derzeit die Verlagerung von Stromverbräuchen in Zeiten hoher Produktion bzw. Reduktion von Verbräuchen bei geringem Angebot. Flexible Verbrauchstechnologien wie Wärmepumpen, E-Autos und elektrifizierte Industrieprozesse reagieren auf das lokale erneuerbare Stromangebot und können so die Netzauslastung und Strompreise stabilisieren.

Studien zum Umfang der Nachfrageflexibilität in Deutschland gehen davon aus, dass sich allein über haushaltsnahe Flexibilitäten bis 2035 rund 100 TWh Strom zeitlich flexibel nutzen lassen. Dies entspricht einer Last von mehr als zehn Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland im Jahr 2035 – und etwa der Hälfte des künftigen Stromverbrauchs von Haushalten¹. Für die Industrie kann zusätzlich von kurzfristigen Flexibilitätpotenzialen (< 4h) von bis zu 50 TWh pro Jahr ausgegangen werden².

Anreize für eine Flexibilisierung der Stromnachfrage liefern dabei primär Preissignale. So schwankt der Großhandelspreis je nach Verfügbarkeit von Strom in der Gebotszone, während zeitvariable Netzentgelte nach Modul 3 des §14a Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) näherungsweise die momentane Auslastung des jeweiligen Stromverteilnetzes signalisieren können. Verlagern Verbraucher*innen ihre Stromverbräuche in Zeiten niedriger Strompreise bzw. Netzentgelte, ist dies für den Einzelnen wirtschaftlich sinnvoll und es entstehen marktdienliche bzw. netzdienliche Effekte, welche auch die Systemkosten insgesamt reduzieren.

¹ Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

² https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19_DE_IND_Reform_Industrielle_Netzentgelte/Reform_industrielle_Netzentgelte_Foliensatz.pdf

Das Problem: Bislang sind Stromtarife und Netzentgelte für die meisten Kund*innen statisch ausgestaltet, d.h. gezahlt wird ein Fixpreis pro verbrauchte Kilowattstunde. Die momentane Stromverfügbarkeit wird so nicht sichtbar, genauso wenig wie die Auslastung der Netze. Ausnahmen auf Seiten der Strompreise bilden hier Industrie- und Gewerbebetriebe, welche den Strom direkt vom Großhandel beziehen und private sowie gewerbliche Verbraucher*innen mit Smart Metern und dynamischen Tarifen. Auf Seiten der Netzentgelte liefert die Einführung zeitvariabler Netzentgelte nach §14a EnWG einen ersten Ansatzpunkt zur Flexibilisierung in Haushalten mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wallboxes oder Wärmepumpen. Flächendeckende Preissignale zur Abbildung des Netzzustands bestehen jedoch nicht. Im Gegenteil: Einzelne Aspekte der Netzentgeltsystematik hemmen sogar die Flexibilisierung von Stromverbräuchen. Dies gilt bspw. für hohe Leistungspreiskomponenten oder die sogenannte Bandlastregelung.

Zur Herausforderung für eine systemdienliche Flexibilisierung wird auch die einheitliche Gebotszone. Bislang gilt überall in Deutschland der gleiche Großhandelspreis, unabhängig davon, wo der Strom zu gegebener Zeit produziert wird. Dies kann zu Netzengpässen führen, bspw. wenn große Mengen von „günstigem“ Windstrom von Norddeutschland in die industriellen Zentren in Süddeutschland transportiert werden sollen. Die Folge ist ein steigender Redispatchbedarf, der Kosten und Emissionen in die Höhe treibt. Steigende Zahlen flexibler Verbraucher*innen und Batterien, die künftig auf dynamische Tarife reagieren, verschärfen diese Probleme weiter.

Kurzum: Bislang bestehen keine geeigneten Rahmenbedingungen, um Nachfrageflexibilität anzureizen. Um den Einsatz innovativer Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen, bedarf es folgender Maßnahmen:

- ➔ **Dynamische Stromtarife** durch einen beschleunigten Rollout intelligenter Messsysteme in die Breite bringen. So lassen sich Flexibilitätspotenziale auf Ebene privater Haushalte und Gewerbeunternehmen effektiv erschließen. Um die Wirksamkeit und Akzeptanz dynamischer Tarife zu erhöhen, braucht es Informations- und Transparenz-kampagnen der Bundesregierung³.
- ➔ **Dynamische Netzentgelte** flächendeckend einführen, um die netzdienliche Verlagerung von flexiblen Verbräuchen anzureizen. Netzentgelt-niveaus sollten dabei – je nach (prognostizierter) Auslastung der Netze – zeitlich und räumlich viertelstundenscharf variieren. Dies senkt die Kosten für das Engpassmanagement und kann den Netzaus-baubedarf vermindern. Einschlägig ist hier die laufende Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes-Prozess), im Rahmen derer die BNetzA die Einführung dynamischer Entgeltkomponenten erwägt⁴.
- ➔ **Gewerbliche und industrielle Flexibilität** durch eine Reform der Netzentgeltsystematik (insb. der Bandlastregelung) anreizen und durch Förderprogramme zur Wirtschaftlichkeit verhelfen. Die flexible Elektrifizierung in Form der Elektrifizierung eines Teils der Prozesswärme stellt für viele Branchen einen kostengünstigen Einstieg in die Elektrifizierung dar und würde einen hohen Flexibilisierungsbeitrag leisten, weil Wärme nur dann elektrisch erzeugt wird, wenn der Strom günstig ist⁵. Die Bundesregierung sollte Flexibilisierungsmaßnahmen daher gezielt in bestehende oder in der Entwicklung befindliche Förderprogramme integrieren. Ein Beispiel liefert der Flexibilitätsbonus beim Industriestrompreis⁶.
- ➔ **Vor-Ort-Versorgungsmodelle** wie Mieter*innenstrom, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Energy Sharing vereinfachen und fördern, um den Verbrauch lokal erzeugten, erneuerbaren Stroms anzureizen. Ansatzpunkte für eine beschleunigte Umsetzung bieten Standards im Bereich Netzan-schluss und Marktkommunikation, zentrale Beratungs- und Förderstellen sowie eine Förderung über reduzierte Steuern, Umlagen oder Netzentgelte⁷.

³ Prioritäten für eine Flexibilitätsagenda für das deutsche Stromsystem - EPICO - Energy and Climate Policy and Innovation Council

⁴ GBK-25-01-1#3_Dynamisch_Netzentgeltkomponente_Orientierungspunkte

⁵ <https://www.klimaschutz-industrie.de/newsroom/publikationen/studie-flexibilisierung-elektrifizierter-industrie-prozesse/>

⁶ anI_industriestrompreis_forderrichtlinie.pdf

⁷ Flexibilisierung des Stromsystems: Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit

- **Regionale Großhandelspreise**, welche die regionale Stromverfügbarkeit viertelstündlich abbilden, können eine systemdienliche Flexibilisierung zunehmender Zahlen elektrifizierter Verbraucher*innen anreizen. Übertragungsnetzengpässe wären hier eingepreist und ließen sich bei Dispatch- und Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Gleichzeitig gehen mit der Einführung Verteilungseffekte (für Verbraucher*innen und Erzeuger*innen) einher, die eine Einführung erschweren können. Die Bundesregierung sollte eine Einführung dennoch prüfen⁸.

***Sozial sensible Flexibilisierung:** Der systemdienliche Einsatz von Nachfrageflexibilität fördert Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit und kommt somit allen Verbraucher*innen zugute. Dennoch sollten Preisanreize so gesetzt werden, dass keine Umverteilung zulasten unflexibler Verbraucher*innen entsteht. Konkret heißt das: Individuelle Einsparungen sollten im gerechten Verhältnis zu Einsparungen für das Stromsystem stehen. Für Haushalte ohne die Möglichkeit, aus eigener Kraft in Flexibilität wie Wärmepumpen oder E-Autos zu investieren, braucht es Förderprogramme oder alternativ soziale Absicherungsmechanismen.*

2. Großspeicher systemdienlich integrieren

Ohne Speicher bleibt erneuerbarer Strom ungenutzt oder verteuert das System. Batteriespeicher sind **die** Flexibilitätstechnologie. Sie ermöglichen, erneuerbaren Strom einzuspeichern, wenn mehr produziert als verbraucht wird und auszuspeichern, wenn die Nachfrage größer als das Angebot ist. Dadurch ist insbesondere die Verlagerung von überschüssigem, besonders günstigem Solarstrom in die bislang oft teuren Abendstunden möglich. Zudem können Speicher Zeiten mit geringer Erneuerbaren-Produktion überbrücken und dadurch den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten in Form von fossilen Gaskraftwerken reduzieren⁹. Einer Simulation von Eco Stor zufolge können 60 Gigawatt an Speicherleistung mit einer Kapazität von zwei bis vier Stunden 15 bis 20 Gigawatt an gesicherter Backup-Leistung überflüssig machen. Besonders stark senken Speicher den Bedarf an anderweitigen steuerbaren Leistungen am Anfang des Zubaus.

Mit dem Betrieb von Speichern in der einheitlichen Gebotszone sind jedoch Herausforderungen verbunden. Denn eine marktdienliche Fahrweise kann zu neuen Engpässen im Netz führen, bspw. wenn ein Speicher in Süddeutschland in Zeiten hoher Windproduktion in Norddeutschland Strom einspeichert und damit die Nord-Süd-Leitung weiter belastet. Zudem braucht es Lösungen für das langfristige Speichern von Strom, bspw. über Wochen und Monate. Hier spielen vor allem Wasserstoffspeicher¹⁰ und sogenannte Langzeitemergiespeicher eine Rolle. Mittelfristig braucht es hier Maßnahmen für einen koordinierten Hochlauf.

Für den zügigen Hochlauf von Speichern und einer gleichzeitig systemdienlichen Fahrweise braucht es¹¹:

- **Einheitliche Vorgaben für schnellere und systemdienliche Netzanträge:** Speicher-projekte dürfen nicht an langwierigen, intransparenten Anschlussverfahren scheitern. Das bisherige Windhundprinzip hat bei Batteriespeichern zu Antragsstaus, Mehrfachanträgen und einer systemisch wenig sinnvollen Vergabe knapper Netzanlasskapazitäten geführt. Stattdessen braucht es ein einheitliches, diskriminierungsfreies Verfahren mit Priorisierung nach qualitativen Kriterien, etwa Projektreife, Realisierungswahrscheinlichkeit sowie Netz- und Systemnutzen. Das von den ÜNB eingeführte Reifegradverfahren ist hier-für ein erster Schritt. Mit dem Netzpaket beabsichtigt die Bundesregierung nun, auch Verteilnetzbetreibern eine Priorisierung von Anschlussbegehren zu ermöglichen. Entscheidend ist, daraus bundesweit einheitliche Regeln auch für Batteriespeicher abzuleiten und einen Flickenteppich unterschiedlicher Verfahren zu vermeiden.

⁸ Regionale Großhandelspreise

⁹ Vgl. EPICO, ECO STOR

¹⁰ Hintergrund: Was sind Wasserstoffspeicher und welche Rolle spielen sie in der Stromversorgung der Zukunft? |

Ariadne

¹¹ Ariadne-Hintergrund: Welche Rolle spielen Speicher in der Energiewende?

- **Netzentgelte für Stromspeicher systemdienlich ausgestalten¹²:** Bis 2029 zahlen neue Speicher keine Netzentgelte. War dies eingangs sinnvoll, um den Ausbau anzureizen, ist es auf Dauer unsozial, ohne Anreizwirkung und steigert die volkswirtschaftlichen Kosten. Es braucht in einer einheitlichen Gebotszone Preissignale für Speicher, um aufzuzeigen, welche Auswirkungen ihre Fahrweise auf das lokale Netz hat. Nicht immer ist eine marktdienliche Fahrweise auch gleichzeitig systemdienlich. Ein dynamisches Speichernetzentgelt sollte daher dafür sorgen, dass auch die Netzrestriktionen bei der Planung des Speicherbetriebs mit einfließen. Die regionale Verteilung ließe sich außerdem über einen differenzierten Baukostenzuschuss steuern.
- **Standardisierte flexible Anschlussvereinbarungen (FCAs)** können gerade bei Speichern verhindern, dass netzschädliche Effekte entstehen. Dazu gibt es in einzelnen Ländern bereits Musterverträge für Vereinbarungen zwischen Speicher- und Netzbetreibern. BNetzA und BMWi sollten hier gemeinsam mit der Branche Standards erarbeiten, um diskriminierende FCAs und einen Flickenteppich aus Regelungen zu vermeiden.
- **Regionale Großhandelspreise in Kombination mit Entlastungsmaßnahmen prüfen:** Langfristig gelingt der systemdienliche Betrieb von (immer mehr) Batteriespeichern am besten durch regionale Großhandelspreise. Dies kann zudem Netze entlasten und somit die Netzausbaukosten reduzieren. Diese Option sollte daher von der Bundesregierung geprüft werden.

3. Potenziale flexibler Erzeugung heben

Flexibilität findet nicht nur auf der Verbrauchsseite statt. Ebenso wichtig ist es, dass Erzeuger*innen dann und dort ins Netz einspeisen, wenn Strom besonders dringend benötigt wird. Dies hat u.a. den Vorteil, dass die Marktwerte für erneuerbare Energien tendenziell steigen. Stromüberschüsse und damit einhergehende Negativpreise sind volkswirtschaftlich nachteilig und sollten vermieden werden. Neben der zeitlichen Optimierung von Erzeugung braucht es außerdem weitere Anreize: Neue Kapazitäten sollten dort installiert werden, wo die größte Nachfrage besteht und wo die Netzkosten eines Ausbaus möglichst gering sind.

Für die Flexibilisierung der Erzeugung benötigen wir:

- **Netzoptimierte Ausschreibungen einführen:** Netzoptimierte Ausschreibungen können einen wichtigen Beitrag zu einem effizienten und systemdienlichen Ausbau erneuerbarer Energien leisten. Indem sie Investitionen gezielt in Regionen mit ausreichenden Netzkapazitäten lenken, fördern sie sowohl die bessere Integration erneuerbarer Energien und können zugleich Netzausbaubedarf und Systemkosten reduzieren, ohne die Planbarkeit für Investitionen in Erzeugungskapazitäten zu mindern.
- **Flexible Netzananschlussvereinbarungen (FCAs) verpflichtend anbieten und Musterverträge etablieren:** FCAs vermeiden gleichzeitige Erzeugungsspitzen und können einen beschleunigten Netzananschluss neuer EE-Anlagen ermöglichen. Damit das Instrument praktikabel wird, braucht es klare Standards, ein Mehr an Digitalisierung und Transparenz sowie verpflichtende Vorgaben seitens des BMWi und der BNetzA inkl. der Einführung von Musterverträgen. Implikationen bezüglich der Wirtschaftlichkeit und Planbarkeit für neue EE-Kapazitäten müssen dabei berücksichtigt werden.
- **Überbauung und Ko-Lokation ermöglichen:** Es gilt, PV mit Wind und Speichern zu kombinieren, auch jenseits der eigentlichen Anschlussleistung. Die maximale Einspeisung muss hier jedoch begrenzt werden, da dadurch ein gleichmäßigeres Erzeugungsprofil entsteht.
- **Dezentrale Versorgungsmodelle skalieren:** Es muss ein regionaler Ausgleich durch Konzepte wie gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und Energy Sharing (vollumfänglich) geschaffen werden.
- **Strategie für kleinere PV-Anlagen in der Direktvermarktung entwickeln:** Auch kleinere Anlagen (unterhalb 100kWp) sollten perspektivisch ihren Strom im Rahmen der Direktvermarktung vermarkten.

¹² Siehe dazu auch Prozess der BNetzA: Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA. Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

Dadurch entstehen Anreize, auf Marktpreise zu reagieren. Um dies umzusetzen, braucht es im Vorfeld jedoch die passenden Rahmenbedingungen, damit der Zubau nicht einbricht bzw. das volle Potenzial der Dächer genutzt wird. Es muss standardisierte und verständliche Prozesse und bezahlbare Angebote geben, bevor die Direktvermarktungsgrenze abgesenkt wird. Aktuell gibt es nur wenige Anbieter, die Strommengen unter 400 kW annehmen und es lohnt sich häufig finanziell nicht, diese Strommengen direkt zu vermarkten, da es zu teuer ist. Zudem braucht es eine Ausstattung der Solaranlage mit intelligenten Messsystemen.

- **Regionale Preiszonen als langfristiges first-best vorsehen:** Diese Zonen ermöglichen einen genaueren Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und senden damit auch Investitionssignale, da Anreize für den Zubau von Erzeugungskapazitäten in Regionen mit Übernachfrage (und damit hohen Erlöspotenzialen) entstehen.

4. Flexibilitäten über einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus mobilisieren

Die Bundesregierung hat angekündigt, einen technologieoffenen Kapazitätsmechanismus zu etablieren, um die Versorgungssicherheit im Energiesystem abzusichern. Entlohnt wird hier die Bereithaltung von Flexibilitäten für Zeiten, in denen der Verbrauch die Erzeugung übersteigt. Die konkrete Ausgestaltung steht derzeit noch aus.

Grundsätzlich müssen mögliche Kapazitätsausschreibungen Flexibilitätsoptionen priorisieren, um eine Vorabfestlegung auf fossile Kraftwerke wie in der Kraftwerksstrategie zu vermeiden. Nur so kann eine klimaneutrale, bezahlbare, sozial gerechte und sichere Energieversorgung gelingen.

Bei der Gestaltung eines möglichen Kapazitätsmechanismus sollten daher folgende Rahmenbedingungen gegeben sein:

- **Keine Anreize für Überkapazitäten:** Die Kosten für zentral ausgeschriebene, gesicherte Kapazitäten werden per EU-Vorgaben auf Verbraucher*innen umgelegt. Um die Höhe der Umlage zu begrenzen, gilt es, Anreize für die Schaffung unnötiger Überkapazitäten zu vermeiden.
- **Alle Kraftwerke bzw. Technologien, die am Kapazitätsmarkt teilnehmen, müssen eine verbindliche Dekarbonisierungsperspektive vorlegen.** Diese muss bereits jetzt zeitlich terminiert werden, um das Ziel der Klimaneutralität 2045 erreichen zu können. Gasbasierte Kraftwerke müssen bis Mitte der 2030er Jahre auf grünen Wasserstoff umgerüstet werden. Des Weiteren müssen auch im Übergang zur Klimaneutralität Emissionen konsequent sinken. Ein CO₂-Faktor in den Ausschreibungen sollte emissionsarme Technologien systematisch bevorzugen und so Versorgungssicherheit mit dem Pfad zur Klimaneutralität in Einklang bringen.
- **Flexibilitätsoptionen müssen in einem gerechten Vergleich zu konventionellen Kraftwerken konkurrieren können.** Der Derating¹³ Kapazitätsmechanismus ist Teil eines umfassenden Konzepts zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt, das auf der Grundlage der EU-Verordnung (EU) 2019/943 entwickelt wurde. Gleich-zeitig muss das Derating so ausgestaltet werden, dass auch nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen eine realistische Chance haben zum Zuge zu kommen. Dieses Konzept berücksichtigt technologische Vielfalt, offene Teilnahmebedingungen und die Einbindung ausländischer Kapazitäten. Es zielt darauf ab, eine umfassende Einbindung aller relevanten Technologien sicherzustellen und bestehende Fördermechanismen zu berücksichtigen. Dieses Konzept gilt es weiter zu verfolgen.
- **Investitionen in Langzeitspeicher für die Dunkelflaute müssen über eine separate Förderung ange-reizt werden.** Das Investitionsvolumen ist sehr viel größer als bei Batteriespeichern und die

¹³ Der Derating-Faktor bestimmt im Kapazitätsmarkt, welcher Anteil der installierten Leistung einer Anlage tatsächlich als verlässlich verfügbar angerechnet und vergütet wird und setzt damit den zentralen Maßstab für ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Aussicht der Kostendegression geringer. Damit diese jedoch recht-zeitig zur Verfügung stehen, benötigt es jetzt einen klaren Finanzierungsplan.

- **Kapazitätsmärkte sind teuer und bergen ein Risiko für hohe Kosten für Endverbraucher*innen.** Die Ausgestaltung von Kapazitäten sollte nicht zulasten kleiner Verbraucher*innen gehen. Es braucht eine transparente Umlage, Kostenbegrenzungsmechanismen für Privathaushalte und Entlastungen einkommensschwacher Haushalte. Industrie-privilegien müssen die Ausnahme bleiben und sorgsam geprüft werden.
- **Kleineren Akteur*innen muss der Zugang zum Kapazitätsmarkt barrierefrei gewährleistet werden.** Die Aggregation muss einfach und unbürokratisch möglich sein, hier bedarf es ggf. Ausnahmeregelungen.
- **In der Ausgestaltung muss darauf geachtet werden, dass Doppelerlöse ausgeschlossen sind.** Kapazitätszahlungen dürfen Marktanreize nicht zusätzlich verzerren. Ohnehin wirtschaftliche Anlagen dürfen nicht zusätzlich subventioniert werden. Es sollte geprüft werden, ob Rückzahlungspflichten bei übermarktlichen Gewinnen denkbar sind.

Stand: März 2026

Kontakt und Rückfragen

Deutscher Naturschutzring

Birthe März, Referentin für Klima- und Energiepolitik, T +49 (0) 30 / 6781 775 917, birthe.maerz@dnr.de

Deutscher Naturschutzring (DNR) e.V., Dachverband der deutschen Natur-, Tier- und Umweltschutzorganisationen, Marienstraße 19-20, 10117 Berlin, info@dnr.de, T +49 (0) 30 / 678 1775 70, www.dnr.de



Deutsche Umwelthilfe



Umweltinstitut
München e.V.

