

VORTEILE LOKALER KAPAZITÄTSANREIZE IM SYSTEMMARKT

FALLSTUDIE – APRIL 2023

DER SYSTEMMARKT IST EIN ZENTRALES INSTRUMENT ZUR ERREICHUNG DER KLIMASCHUTZZIELE

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu werden. Das Energiesystem muss dazu in einer nie dagewesenen Geschwindigkeit umgebaut werden. Gleichzeitig soll eine sichere Stromversorgung in Deutschland und Europa zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein.

Dies stellt eine zunehmende Herausforderung für den Übertragungsnetzbetrieb dar. Denn im heutigen Strommarktdesign des Energy-Only-Markts (EOM) bestehen nur unzureichende ökonomische Anreize für eine netz- und systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Netz- und Systemkosten werden heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer oftmals nicht adäquat berücksichtigt. Schon heute verursacht dies hohe Kosten für das Übertragungsnetz, da keine volkswirtschaftliche Abwägung zwischen zusätzlichem Netzausbau und der netzdienlichen Standortentscheidung von neuen Stromerzeugern und -verbrauchern stattfindet.

Mit dem „Systemmarkt“ (www.systemmarkt.net) adressiert Amprion diese Problematik über örtlich und sachlich differenzierte Zahlungen und schafft somit systemdienliche Marktanreize. Er funktioniert dabei grundsätzlich ähnlich wie ein zentraler Kapazitätsmarkt, jedoch mit einer lokalen Komponente und erweitert um Systemdienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung der Versorgungs- und Systemsicherheit dringend benötigt werden. Die Lokalität des Bedarfs und die Wirkung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen unterscheidet sich dabei deutlich, weshalb im Systemmarkt eine unterschiedliche räumliche Auflösung für die individuellen Bedarfe bzw. Module vorliegt. Somit können Marktteilnehmer (z.B. H₂-Kraftwerke), die in der Lage sind, mehrere Systemdienstleistungen bereitzustellen, bei systemisch sinnvoller Standortwahl auch an unterschiedlichen Modulen des Systemmarkts partizipieren, um potenzielle Synergien zu heben.

Im Rahmen dieser Fallstudie wird der Wert solcher lokalen Kapazitätsanreize exemplarisch in Bezug auf die Engpassvermeidung als ein Kriterium für Netzdienlichkeit in Form von Redispatch-Kosten untersucht. Hierfür werden die Auswirkungen einer unterschiedlichen Verortung von ca. 5 GW an neuen flexiblen Kraftwerken sowie ca. 5 GW an neuen flexiblen Lasten (Elektrolyseure) auf das Übertragungsnetz analysiert, angelehnt an die Ausbauziele aus dem Koalitionsvertrag 2021 sowie an die in 2023 beginnenden Ausschreibungen aus dem EEG 2023. Demnach sind ab Ende 2023 Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§39 o) und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff (§39p) mit einem jeweiligen Volumen von 4,4 GW bis zum Jahr 2026 (§28 f, g) geplant. Darüber hinaus wird die Netzdienlichkeit von Standortentscheidungen der beschriebenen Anlagen durch weitere Netzbedarfe determiniert, beispielsweise durch die Eignung zur Erbringung von Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb. Diese Aspekte sind allerdings nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

METHODIK

Grundlage der Untersuchung ist eine an aktuelle Annahmen und politische Ziele angepasste Marktsimulation sowie eine zugehörige Netzanalyse. Die Marktsimulation ist der Startpunkt der Untersuchung, deren Ablauf in Abbildung 1 skizziert ist. Anschließend wird eine initiale Redispatch-Berechnung durchgeführt, die als Referenz für anschließende Sensitivitäten dient. Mittels der Sensitivitäten wird der Einfluss unterschiedlich platzierter Kraftwerke und Verbraucher (Elektrolyseure) untersucht, indem diese durch lokale Anreize netzdienlich verortet sind oder, mangels fehlender Anreize, belastend für das Übertragungsnetz angeschlossen werden. Gegenstand der Untersuchung sind ca. 5 GW Elektrolyseure sowie 5 GW H₂-ready Gaskraftwerke. Die Ergebnisse der unterschiedlichen Verortungen werden analysiert und verglichen, um den Einfluss auf die Redispatch-Kosten und -Mengen quantitativ zu bewerten. Dabei wird in dieser Fallstudie ausschließlich die Vermeidung von Netzengpässen zur Bewertung der Netzdienlichkeit herangezogen.

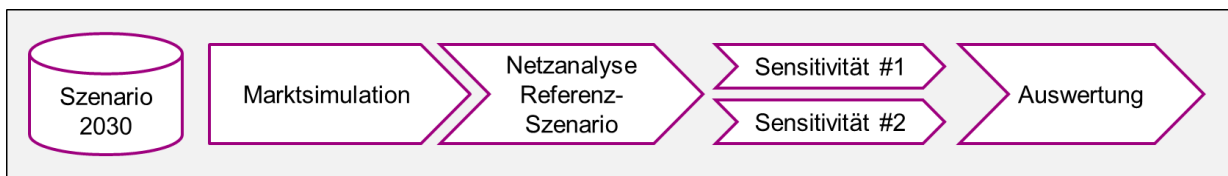


Abbildung 1: Ablauf der Fallstudie: Aufbauend auf den Langfristanalysen (LA) 2030 wird eine Marktsimulation sowie eine Netzanalyse des Referenz-Szenarios, gefolgt von Sensitivitäten und deren Auswertung durchgeführt.

Marktsimulation

Die wesentlichen Szenarioannahmen beruhen auf den im EEG 2023 sowie im Koalitionsvertrag formulierten Zielen: Ein stark beschleunigter Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, eine Zunahme des Strombedarfs durch die fortschreitende Elektrifizierung, ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 sowie der Aufbau von Elektrolyseuren mit einer Kapazität von über 10 GW in Deutschland. Darüber hinaus wird der Zubau von 5 GW Gasturbinen angenommen, deren Verortung Gegenstand dieser Fallstudie ist. Die Annahmen für das Ausland folgen dem Szenario „Distributed Energy“ für das Zieljahr 2030 des Ten Year Network Development Plans 2022 (TYNDP22). Abbildung 2 zeigt die entsprechenden EE-Kennzahlen und die Nachfrage für Deutschland im Vergleich zu anderen bekannten Szenarien.

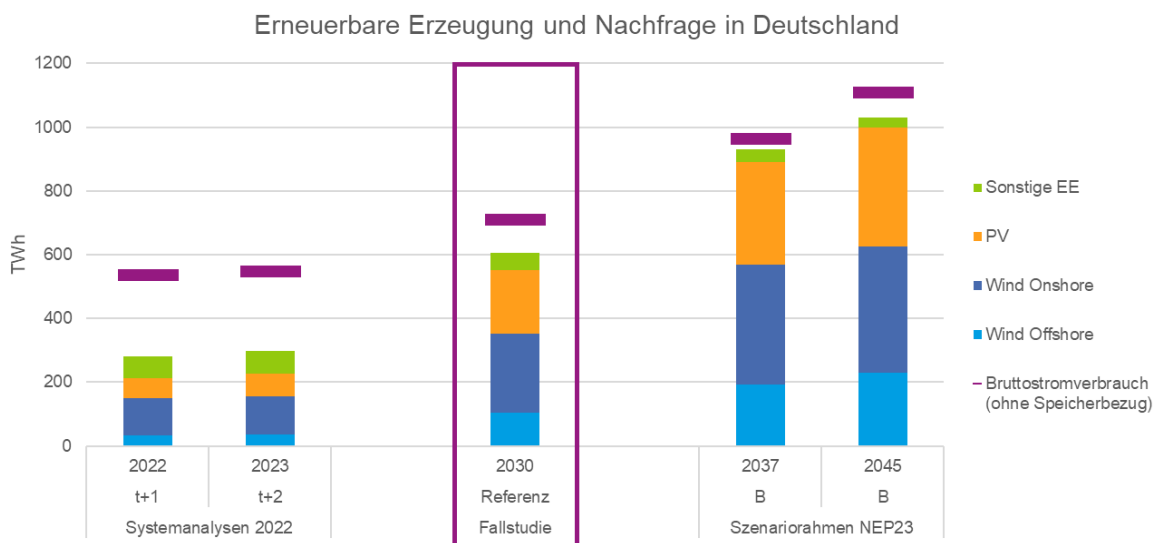


Abbildung 2: Erneuerbare Erzeugung und Nachfrage in Deutschland im Vergleich zu bekannten Szenarien

Die Marktsimulation wird per FBMC-Verfahren (Flow-Based Market Coupling) durchgeführt.

Netzberechnung

Der Ausbauzustand des deutschen Übertragungsnetzes geht von einer Umsetzung aller bis 2030 geplanten Netzausbaumaßnahmen aus. Insbesondere sind die HGÜ-Systeme A-Nord, Ultranet, SüdLink (zwei Systeme) und SüdOstLink in Betrieb. Darauf aufbauend erfolgt die Verortung von zehn 500-MW-Gaskraftwerksblöcken sowie 4,9 GW Elektrolyseure. Insgesamt sind in dem Szenario 12,8 GW Elektrolyse in 2030 unterstellt.

Zur Untersuchung des Einflusses der Verortung werden drei Szenarien betrachtet (Abbildung 3). Im Szenario „Referenz“ wird von einer gleichmäßigen Verteilung der Anlagen in Deutschland ausgegangen. Dahingegen stellen die Szenarien „Worst Case“ und „Best Case“ aus Sicht des Übertragungsnetzes extreme Ausprägungen der Verortungen dar, die den Nord-Süd-Transportbedarf signifikant erhöhen (Kraftwerke im Norden, Elektrolyseure im Süden) bzw. reduzieren (Kraftwerke im Süden, Elektrolyseure im Norden).

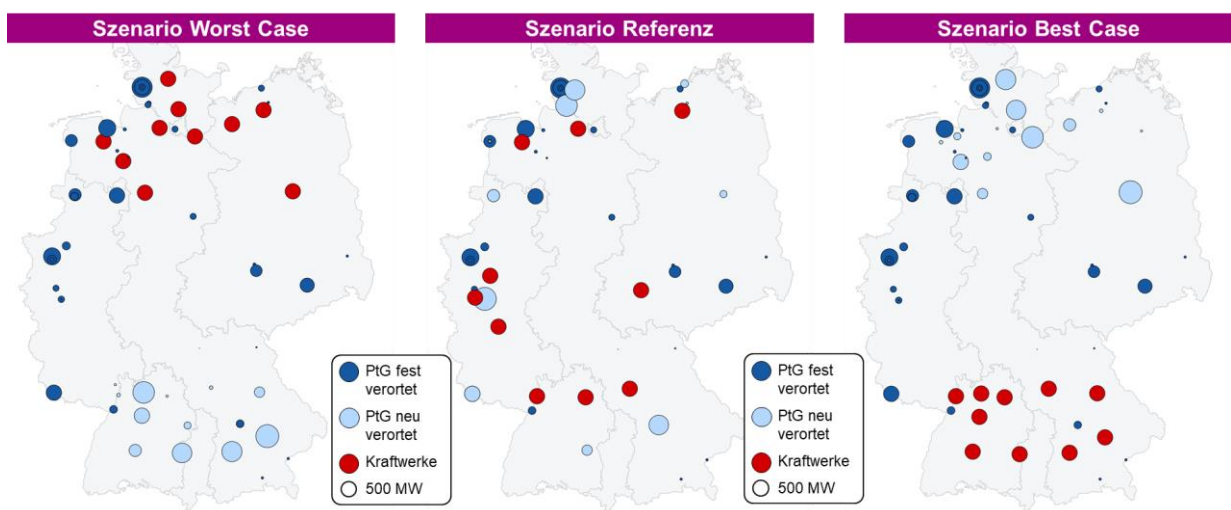


Abbildung 3: Szenarien der Anlagenverortung

KERNERGEBNISSE

Ausgangssituation

Das Übertragungsnetz weist im Referenzszenario erhebliche Netzengpässe v.a. im Norden und Westen Deutschlands auf. Für deren Auflösung sind Redispatch-Maßnahmen nötig, die sich in positive und negative Richtung jeweils auf 15 TWh belaufen. Davon entfallen 11,2 TWh auf die Abregelung Erneuerbarer Energien, insbesondere in Schleswig-Holstein angebundener Offshore-Wind (7,4 TWh). Zudem werden 3 TWh Hochfahr-Potential im Ausland einschließlich ausländischer Netzreserve abgerufen. Die jährliche Engpassarbeit und sowie der Redispatch-Einsatz sind in Abbildung 4 visualisiert.

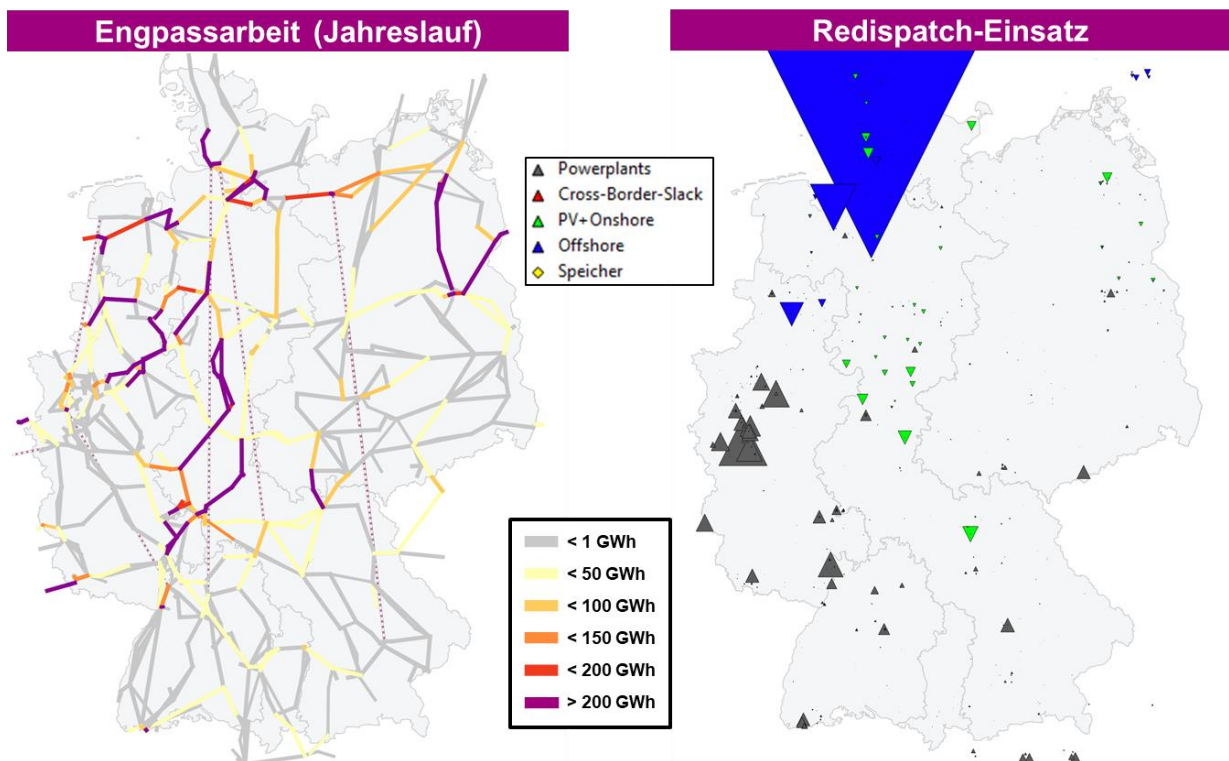


Abbildung 4: Jährliche Engpassarbeit und Redispatch-Einsatz im Ausgangsnetz

Sensitivitätsuntersuchungen

Die örtliche Verschiebung der zehn Gaskraftwerksblöcke mit insgesamt 5 GW installierter Leistung und 4,9 GW Elektrolyseure gemäß der Verortungsszenarien in Abbildung 3 beeinflusst die Leistungsflusssituationen im Übertragungsnetz und die für Redispatch-Maßnahmen zur Engpassbehebung verfügbaren Freiheitsgrade. Die Ergebnisse der Redispatch-Analysen sind in Abbildung 5 dargestellt.

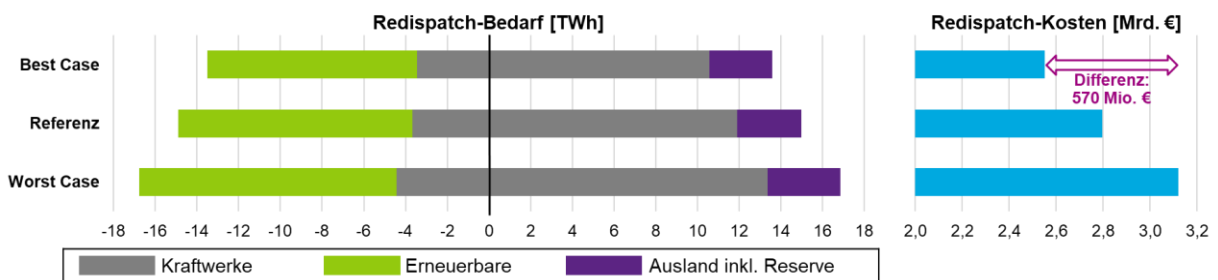


Abbildung 5: Redispatch-Bedarf und Redispatch-Kosten in den analysierten Verortungsszenarien

Die Anlagenverortung hat einen sichtbaren Einfluss auf die Netzbelastung und den Redispatch-Bedarf. **Insbesondere die Verortung von Elektrolyse-Anlagen hat dabei einen relevanten Effekt. So beträgt die Differenz der Redispatch-Kosten zwischen „Best Case“ und „Worst Case“ 570 Mio. €.** Dies entspricht einer Ersparnis von ca. 20% bzw. ca. 10% gegenüber dem Referenzwert. Die netzdienliche Verortung der Kraftwerke und Elektrolyseure hat einen reduzierenden **Einfluss auf die Abregelung Erneuerbarer Energien und den Bedarf an Redispatch aus dem Ausland** (Cross-Border-Redispatch), da sich das inländische Potential zum Abruf positiver Redispatch-Leistung deutlich erhöht. Der Cross-Border-Redispatch-Einsatz einschließlich ausländischer Netzreserve ist je Szenario in Abbildung 6 dargestellt.

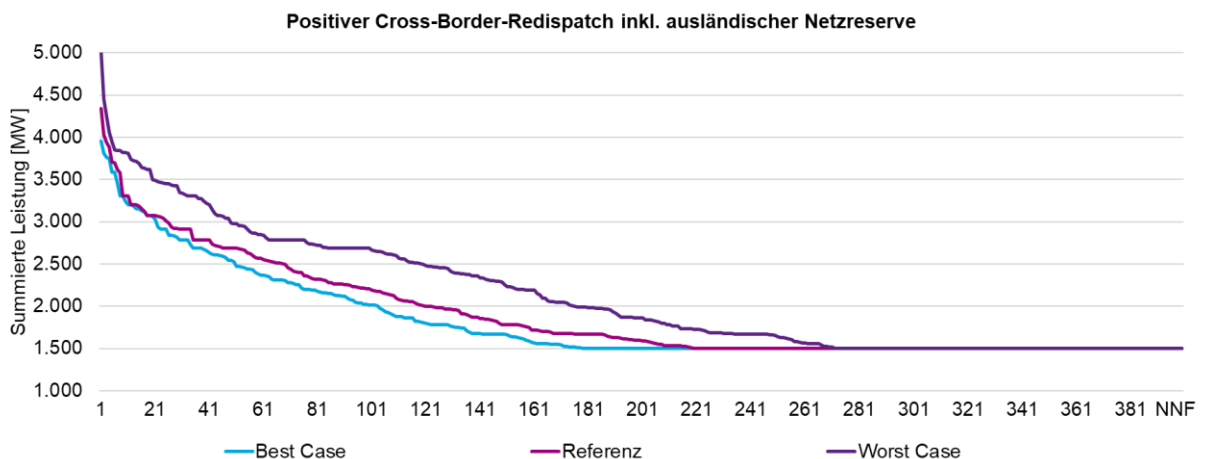


Abbildung 6: Dauerlinie des Cross-Border-Einsatzes einschließlich ausländischer Netzreserve je Szenario.

Der Bedarf an Cross-Border-Redispatch einschließlich ausländischer Netzreserve ist von der Verortung abhängig und variiert zwischen 3,0 TWh („Best Case“) und 3,6 TWh („Worst Case“). Ebenso variiert der Redispatch-Bedarf aus dem Ausland einschließlich ausländischer Netzreserve zwischen 5,0 GW („Worst Case“), 4,3 GW (Referenz) und 3,9 GW („Best Case“).

ZUSAMMENFASSUNG & AUSBLICK

Signifikante Redispatch-Kostenreduktion durch netzdienliche Standortwahl möglich

Das Ziel der Fallstudie ist es, exemplarisch die Auswirkungen einer systemdienlichen Verortung von Kraftwerken und neuen flexiblen Lasten zu analysieren. Hierfür wurde eine Sensitivitätsanalyse auf Basis eines Referenzszenarios für 2030 durchgeführt und ein „Worst“ sowie ein „Best Case“-Szenario unter der Neuverortung (netzdienlich bzw. -undienlich) von 5 GW an flexibler Erzeugung und 4,9 GW an flexiblen Lasten generiert. **Das Kernergebnis der Fallstudie ist, dass netzdienliche, engpassvermeidende Verortung bereits eines kleinen Teils der flexiblen Erzeugung und Lasten zukünftig Redispatch-Volumen und -Kosten um bis zu 20% senken kann.** Insbesondere die Verortung von Elektrolyse-Anlagen hat dabei einen relevanten Effekt. Die Verortung von Kraftwerken sichert hingegen insbesondere Redispatch-Potenzial in Deutschland und senkt den grenzüberschreitenden Redispatch-Bedarf deutlich.

Weitreichende Optimierungspotenziale zur Senkung volkswirtschaftlicher Kosten

Mit der Studie wird der Mehrwert einer netz- und systemdienlichen Verortung von neuen Technologien in Deutschland am Beispiel der Engpassvermeidung sichtbar. **Dabei wurde jedoch keine knotenscharf optimierte Standortentscheidung für die Anlagen getroffen, sondern lediglich gezielt lokale Schwerpunkte gewählt.** Dies zeigt, dass bereits durch eine grobe, regionale Steuerung ein signifikanter, volkswirtschaftlicher Nutzen gehoben werden kann. Des Weiteren wurde auch keine Abschätzung des langfristigen Potenzials lokaler Kapazitätsanreize in Bezug auf die Anzahl und die installierte Leistung der Anlagen durchgeführt. Bei den neu verorteten Anlagen handelt es sich nur um einen kleinen Teil des erwarteten Zubaus an neuen, flexiblen Erzeugern und Lasten. Im bearbeiteten Volumen liegt somit ein weiteres Optimierungspotenzial in Hinblick auf die lokal zu verortende Kapazität vor.

Langfristige, lokale Kapazitätsanreize als sinnvolle Alternative zur Preiszonentrennung

Die naheliegende Lösung für lokale Anreize wäre eine Trennung der Einheitspreiszone in Deutschland. Allerdings führt bereits die Diskussion um die Einführung einer Preiszonentrennung zu einer hohen Unsicherheit im Markt. Während viele Jahre in der Energiebranche über ein „Missing Money Problem“ am EOM diskutiert wurde, zeigen die aktuellen Entwicklungen, dass derzeit viel mehr über ein „Missing Certainty Problem“ gesprochen wird. **Die Grundlage für Investitionen in kapitalintensive Energieerzeugungsanlagen sind jedoch langfristig absehbare Rahmenbedingungen.** In Anbetracht der ambitionierten nationalen und europäischen Klimaschutzziele bis 2030 sind solche Unsicherheiten daher nicht förderlich, da in den nächsten Jahren enorme Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren Energien, Back-Up-Kapazitäten und Nachfrageflexibilität benötigt werden und dies stabile Investitionsbedingungen voraussetzt. Ebenso wird die Industrie erhebliche Investitionen in die Dekarbonisierung ihrer Standorte tätigen, die den Ausblick auf einen stabilen Rahmen des Energiemarktes benötigen. **Folglich bedarf es anderer Maßnahmen, die besser zur Steuerung der Allokation neuer Lasten und Erzeuger geeignet sind.** Langfristige, lokale Kapazitätsanreize können hierfür eine sinnvolle Alternative sein, die für ein hohes Maß an Planungs- und Investitionssicherheit sorgen.

Systemmarkt: Ein Instrument zur Wahrung der Versorgungssicherheit und unserer Klimaziele

Zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und Europa braucht es zusätzliche, schnellwirkende Steuerungsinstrumente zur Begleitung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, die in der Lage sind, die Belange von Markt und Netz zusammenzubringen. Der Systemmarkt sorgt langfristig dafür, dass ausreichend gesicherte Leistung sowie nötige Systemdienstleistungen zur Verfügung stehen und diese aus systemischer Sicht an den richtigen Orten vorhanden sind. Zudem setzt er wichtige Anreize, damit diese Anlagen so ausgelegt werden, möglichst Synergien zu heben. **Er bietet somit genau die Steuerungsmöglichkeiten, die zur Wahrung der Versorgungssicherheit und gleichzeitigen Einhaltung der Klimaziele notwendig sind.**