



POLICY BRIEF IM AUFTRAG DER DEUTSCHEN UMWELTHILFE (10/2022)

Ein Energiemarktdesign für die Dekarbonisierung: Mehr Systemverantwortung für die Erneuerbaren, weniger Abhängigkeit von den Fossilen

Deutschland strebt die Dekarbonisierung des Stromsystems bis 2035 an. Dafür hat die Ampel-Regierung ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien vorgelegt. Ohne Anpassung der Funktionsweise des Strommarktes führt der größer werdende Anteil erneuerbarer Energien jedoch absehbar zu Problemen, die wiederum oft durch fossile Produktionskapazitäten kompensiert werden müssen und zu hohen Kosten führen. Eine Weiterentwicklung des Marktdesigns muss die bestehenden Systemkonflikte lösen, erneuerbaren Energien die Systemverantwortung übertragen und fossile Energien aus dem System verdrängen.

Von **Marie Wettingfeld** und **Carolin Schenuit**. Unter Mitarbeit von **Pia Kauer**.

Erneuerbare Energien sind auf dem Weg, die dominierende Erzeugungstechnologie im Strombereich zu werden. In Zukunft müssen sie das in allen Sektoren und für alle Formen der Energienutzung werden. Die Dekarbonisierung des Stromsystems und die Elektrifizierung von Energieverbräuchen in anderen Sektoren bilden die Grundlage für wirksamen Klimaschutz.

Damit ein zügiger Ausbau der erneuerbaren Energien unter Gewährleistung der Versorgungssicherheit möglich wird, muss das **Strommarktdesign weiterentwickelt werden** und eine sinnvolle Zusammenführung der Preissignale mit anderen, zukünftig ebenfalls erneuerbaren Energieträgern (v. a. Wärme und (Grün-)Gas) erfolgen.

Aktuell führen **falsche und fehlende Anreize** dazu, dass erneuerbare Erzeugungstechnologien noch wenig zur Aufrechterhaltung der **Systemstabilität** und

Versorgungssicherheit beitragen. In die Reservemechanismen, welche die Versorgungssicherheit auch in unvorhergesehenen Notfallsituationen absichern soll, sind bislang nur fossile Kraftwerke eingebunden (Bundesnetzagentur 2022a; Bundesnetzagentur 2022b). Auch zukünftig sind bisher in erster Linie **Gaskraftwerke als steuerbare Reserven** vorgesehen, da Deutschland bereits sowohl den Kohle- als auch den Atomausstieg beschlossen hat. Die aktuelle **Gaskrise** provoziert durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine verstärkt nun die Notwendigkeit, auch die **Abhängigkeit von fossilem Gas** schnellstmöglich zu reduzieren und neben der direkten Substitution durch grünes Gas auch andere technologische Lösungen zur Bereitstellung der Versorgungssicherheit zu nutzen (z. B. div. Speicherformen, flexible Lasten).

In einem System, das mittelfristig vollständig auf erneuerbaren Energien basieren soll, **muss die Systemstabilität auch durch die erneuerbaren Energien sichergestellt werden**. Hierzu ist sowohl eine Weiterentwicklung der Funktionsweise des Strom- und Energiemarktes notwendig als auch eine Anpassung der separat gesteuerten **Reservemechanismen**.

Die **Einführung von konditionierten Kapazitätsmarktmechanismen für erneuerbare Energien** kann wichtige Anreize setzen, um einen Beitrag zur Systemstabilität bereits im Zuge der Anlagenplanung einzuplanen und so die Steuerbarkeit der Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zu verbessern.

Das Ziel: Den **Bedarf an Leistung in den Kapazitätsreservemechanismen verringern**, indem das Marktergebnis direkt ein höheres Niveau an Systemsicherheit liefert. Gleichzeitig muss der Zubau von neuen Gaskapazitäten so gesteuert werden, dass der Übergang zur Nutzung von erneuerbaren Gasen klar und planbar gestaltet wird und es nicht zu Lock-In-Effekten und Marktverzerrungen für fossiles Gas kommt.

Kapazitätsmarktmechanismus vs. Kapazitätsreservemechanismus:

Strommärkte können unterschiedlich strukturiert sein. Es können Zahlungen nur für den Verkauf der tatsächlich produzierten und gelieferten Kilowattstunden („**Energy-Only**“) fließen oder sowohl für die Vorhaltung von Produktionskapazitäten (**Kapazitätsmarkt**) als auch deren Energiebereitstellung bei Abruf. Im Kapazitätsmarkt stellen Kraftwerke die Möglichkeit zur Verfügung, Strom produzieren zu können, sollte dies notwendig sein. Die Vergütung basiert auf der Menge der vorgehaltenen Produktionsleistung (**Leistungspreis**). Meist kommt noch eine weitere Vergütung hinzu, wenn die vorgehaltene Leistung tatsächlich genutzt wird (**Arbeitspreis**).

Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns ist es wichtig, zu unterscheiden, ob Kapazitätzahlungen **innerhalb eines Marktes** gezahlt werden (Kapazitätsmarktmechanismen, i. d. R. basierend auf einem Ausschreibungsregime) oder ob die Anlagen **außerhalb des Markts** in einem regulierten Reservemechanismus genutzt werden (Kapazitätsreservemechanismen).

Anlagen, die **in einem Reservemechanismus** verpflichtet sind, dürfen derzeit nicht mehr am Markt teilnehmen, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Kapazitätsmarktmechanismen können gezielte Anreize **innerhalb eines marktlichen Umfeld** setzen. Die betreffenden Anlagen sind dann weiterhin reguläre Marktteilnehmer.

1 Warum das “alte Energiesystem“ nicht mehr funktioniert.

Das aktuelle Strommarktdesign basiert auf vielen Grundsätzen und **Annahmen einer zentral gesteuerten, fossilen Stromversorgung**.

In der Folge stockt die Dekarbonisierung, denn die Integration von erneuerbaren Energien ist unter diesen Prämissen teuer und aufwändig (s. Kap. 1.1). Die strikte **Trennung von Netz und Markt verursacht** einen hohen Bedarf an „Korrekturmaßnahmen“ und enthält keine Anreize oder Vorgaben, bei der Planung von EE-Anlagen Transportkapazitäten oder Systemstabilitätskriterien zu beachten.

Während die Bewirtschaftung der Netze zu immer höheren Kosten führt, sinken die Gestehungskosten des erneuerbaren Stroms. In Verbindung mit der hohen Gleichzeitigkeit von erneuerbarer Stromerzeugung **sinken die Preise am Großhandelsmarkt** (außerhalb des aktuellen Krisenkontextes), teilweise werden sie sogar negativ. Dies kann die Finanzierungsgrundlage für fossile und erneuerbare Anlagen gefährden.

Neben dem Strommarkt gibt es aktuell **mehrere regulierte Reservemechanismen**, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der politischen Vorgaben Kraftwerkskapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sichern (s. Kap. 1.3). An den Mechanismen, welche teilweise zur Erbringung von Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb und teilweise zur Bereitstellung von Notfall-Kapazitäten bestehen, nehmen aktuell nur fossile Kraftwerke teil (Bundesnetzagentur 2022a; Bundesnetzagentur 2022b; Bundesnetzagentur 2022c). Bislang waren für die Bereitstellung von Reservekapazitäten in den nächsten Jahren in erster Linie fossile Gaskraftwerke vorgesehen (Bundesnetzagentur 2022a; Bundesnetzagentur 2022b; Bundesnetzagentur 2022c; Loreck/Hermann 2022).

Kernthese dieses Papiers ist: Wenn **erneuerbare Energien** und ggf. an sie angegliederte Technologien **über geeignete Kapazitätsmarktmechanismen stärker in die Erhaltung der Systemsicherheit einbezogen** und dementsprechend technisch anders konfiguriert werden, kann der **(fossile) Backup-Bedarf in den Reservemechanismen deutlich reduziert werden**. Das ermöglicht schnellere Fortschritte bei der Dekarbonisierung und unterstützt eine rasche Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Gasimporten.

1.1 Warum die Fiktion der Kupferplatte ausgedient hat

Im heutigen Strommarkt **werden Netz und Markt klar voneinander getrennt**. Ziel dieser Betrachtungsweise war es im Zuge der Strommarktliberalisierung, unter anderem eine **hohe Liquidität** des Stromhandels innerhalb einer Preiszone zu gewährleisten. In der Folge gilt die Grundannahme, dass Transportkapazitäten den Stromhandel am Großmarkt nicht beschränken dürfen (Hirth et al. 2018).

Diese sogenannte „**Fiktion der Kupferplatte**“ **entspricht nicht der Realität**. Der Ausbau der Erneuerbaren und die Verbrauchsschwerpunkte fallen geografisch stark auseinander, wobei verschiedene geplante Kraftwerksstilllegungen diese lokale und regionale Entkopplung noch erhöhen. Die Netzinfrastruktur wird nicht so rasch angepasst, wie es diese Entwicklung erfordern würde und es entstehen **Transportengpässe**. Daher müssen Netzbetreiber immer öfter in das tatsächliche Liefergeschehen eingreifen. Eine häufig notwendige Maßnahme ist der **Redispatch**: Im Falle eines Netzengpasses greift der Netzbetreiber in den Erzeugungsbetrieb bestimmter Kraftwerke ein und ordnet z. B. eine Reduktion der Produktion „vor“ dem Engpass und eine Erhöhung der Produktion „hinter“ dem Engpass an. Auf diese Weise wird der Stromtransport durch die bereits ausgelastete Stromleitung vermieden, der „Stau wird umgangen“. (Reiner Lemoine Institut 2020)

Da dieser Redispatch-Eingriff unabhängig vom Markt stattfindet, **werden beide Kraftwerke** für die angeordneten Maßnahmen **durch den Netzbetreiber kompensiert**. Die entstandenen Kosten werden **auf die Netzentgelte umgelegt** (Netztransparenz.de).

Betrifft der Redispatch-Eingriff vor dem Engpass ein EE-Kraftwerk und wird zum Ersatz hinter dem Engpass die Produktion eines fossilen Kraftwerks erhöht, führt dies unweigerlich zu höheren Emissionen. Die eigentlich **beabsichtigte Emissionssenkung** wird also **nicht erreicht**.

Die Kosten für Redispatch sind in den letzten Jahren kontinuierlich angestiegen und wurden neben dem Netzausbau zu **einem Treiber der steigenden Netzentgelte für Haushalt und Industrie** (Bundesnetzagentur 2022d; Energie und Management 2021).

Grund für die vermehrten Netzengpässe ist das zunehmende **räumliche Auseinanderklaffen von Produktion und Verbrauch**. In der „alten Welt“ lagen Industriestätten, Ballungsgebiete und Kraftwerke oft nah beieinander (z. B. im Ruhrgebiet). Der EE-Ausbau fand zuletzt aber vermehrt im weniger dicht besiedelten Norden und Nord-Osten Deutschlands statt. Somit stieg der **Stromtransportbedarf** zwischen Nord und Süd. In der Folge wird derzeit tendenziell (Wind-)Strom aus dem Norden abgeregelt und mit fossilem Strom im Süden ausgeglichen. Daher sind die Redispatch-Maßnahmen in ihrer

jetzigen Form **kontraproduktiv für die Dekarbonisierung** (BMWK 2020).

Die Annahme der Kupferplatte führt außerdem dazu, dass es im Markt **keine Anreize für eine systemdienliche Platzierung** von Anlagen gibt, da die Netzengpässe keinen Einfluss auf Finanzierung und Rentabilität der Anlagen haben. Gleichzeitig ist eine gezielte, dezentrale Nutzung von Strom, beispielsweise um Transport zu vermeiden, ebenfalls nicht vorgesehen (Leopoldina/aca-tech 2020). Erste Maßnahmen, die mehr Gestaltungsspielräume für regionale Vermarktungsmodelle ermöglichen sollten, wie bspw. das Regionalnachweisregister (RNR) haben bisher noch nicht zum gewünschten Erfolg geführt (Lehmann/Müller 2021).

1.2 „Missing Money“: Finanzierungsengpässe durch sinkende Preise

Da erneuerbare Energien keinen Brennstoff mit variablen Beschaffungskosten zur Energieerzeugung brauchen, sind ihre Stromgestehungskosten allein von den Investitionskosten abhängig. Diese sinken beständig. Gibt es ein hohes gleichzeitiges Dargebot an erneuerbaren Energien (z. B. während einer Sturmtiefs), **sinkt der durchschnittliche Preis** an der Strombörse tendenziell **mit zunehmendem EE-Anteil** (Fraunhofer ISE 2021).

Auf Grund des Merit Order-Effekts wird teurerer, fossiler Strom dann nicht mehr bezuschlagt, die fossilen Kraftwerke verdienen also immer weniger Geld. Dies ist im Sinne des Klimaschutzes und führt insgesamt zu niedrigeren Preisen. In den letzten Jahren kam es sogar immer wieder zu Zeiten mit **negativen Preisen**. Dieses Phänomen stellt ein Finanzierungsproblem sowohl für fossile als auch für erneuerbare Kraftwerke dar (Prognos 2021). Nach 4 Stunden mit negativen Preisen in Folge erhalten auch letztere keine EEG-Einspeisevergütung mehr (Netztransparenz.de 2022).

Gleichzeitig werden **fossile Kraftwerke** (vor allem sehr flexibel einsetzbare) **aber für einen Übergangszeitraum noch gebraucht**, um die Stromerzeugung zu Zeiten besonders hohen Stromverbrauchs abzusichern (**Spitzenlast**). Es gibt die weit verbreitete Einschätzung, dass sich Betrieb und Bau von Gaskraftwerken nur durch die Erbringung von Spitzenlast nicht rentieren werden und daher **notwendige Investitionsanreize fehlen**. Vertreter der Gasbranche fordern daher eine Absicherung der Investition in Form eines Vergütungsmechanismus für das Bereitstellen der potenziell notwendigen Erzeugungsleistung (Kapazitätsmarktmechanismus) (Kehler 2022).

Die **pauschale Vergütungslogik des EEG** führt zu einer Verschärfung des Problems. Anlagenbetreiber haben kaum Anreize, ihre Anlagen „netzdienlich“ zu planen und zu betreiben. Zwar gab es verschiedene

Korrekturversuche, beispielsweise die Südquote, doch diese wurde bisher beihilferechtlich noch nicht von der EU genehmigt (Bundesnetzagentur 2022e). Die derzeitige **geografische Konzentration** von erneuerbaren Energien derselben Technologie verstärkt die **hohe Gleichzeitigkeit**. Die Folge sind Überproduktionspeaks und Netzengpässe, die dazu führen, dass wertvoller erneuerbarer Strom abgeregelt werden muss.

Ohne Anpassungen im Marktdesign ist bei erfolgreich beschleunigtem EE-Ausbau zu erwarten, dass es zukünftig zunehmend Zeiten mit negativen oder sehr niedrigen Preisen geben wird. Prognose beispielsweise errechnete, dass im Jahr 2050 33% der produzierten PV-Strommengen zu negativen Preisen führen könnte und 15% der Strommengen aus Windenergieanlagen (Prognose 2021). Die 4h-Regel würde dann sehr häufig überschritten und auch die Refinanzierungssicherheit für erneuerbare Energien beeinträchtigen.

1.3 Die Reservemechanismen: Steuerbare Kapazitäten außerhalb des Markts

Aktuell verpflichtet der Regulierer in Deutschland die Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung von **Reservemechanismen, die hauptsächlich über Kapazitätzahlungen funktionieren. Diese sollen die Versorgungssicherheit gewährleisten und steuerbare Kapazitäten** zur Absicherung der Systemstabilität bereitstellen (Loreck/Hermann 2022).

Grundsätzlich gilt in Deutschland ein **Energy-Only Markt**. Demnach führt nur die gehandelte Kilowattstunde Strom zu einem finanziellen Erlös. Dies steht im Unterschied zu „Kapazitätsmärkten“ wie beispielsweise in Polen oder Frankreich. In diesen Märkten werden Kraftwerksbetreiber für die Bereitstellung ihrer Leistung vergütet. Zudem wird die benötigte Kapazität durch den Regulierer bestimmt und ausgeschrieben. In einem „Energy-Only“-Markt wird dies ausschließlich durch Angebot und Nachfrage für die tatsächlich bereitgestellte Energie am Markt bestimmt (Consentec 2021).

Die **Preissignale** sollen für die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten sorgen. Studien haben gezeigt, dass dies funktioniert und der Energy-Only-Markt in Deutschland bisher **kein grundsätzliches Versorgungsdefizit** verursacht. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass es in **Ausnahmesituationen** zu Knappheiten kommen könnte, da Marktteilnehmer nicht für sehr selten eintreffende Risikoszenarien planen (Consentec 2021).

Mit Verweis auf das Restrisiko einer **potenziellen Versorgungslücke** und den daraus resultierenden **Bedarf an regelbaren Kapazitäten**, wurden in Deutschland Reservemechanismen eingeführt, die außerhalb des Marktes existieren. Zu diesen Mechanismen gehören die

Kapazitätsreserve, die Sicherheitsbereitschaft und die Netzreserve.

1.3.1 Die Kapazitätsreserve: Erzeugungskapazitäten für den Notfall

Die **Kapazitätsreserve** nach §13e EnWG wurde **für Notfallsituationen** geschaffen. Sie soll dann greifen, wenn **alle Marktmechanismen ausgeschöpft sind** und trotz freier Preisbildung nicht genügend Strom produziert wird. Die Menge der in der Kapazitätsreserve vorgehaltenen Kraftwerke soll den „reasonable worst case“ abdecken. **Aktuell beträgt die vom Regulierer bestimmte Soll-Größe 2 GW** (Bundesnetzagentur 2022a).

Der Mechanismus wurde im Jahr 2016 als „Sicherheitsnetz“ für den Energy-Only-Markt eingeführt (Loreck/Hermann 2022). Die Regelung wurde 2018 von der EU-Kommission gebilligt, die ersten Ausschreibungen fanden im Jahr 2019 statt. Seitdem wird die Teilnahme alle zwei Jahre für jeweils zwei Jahre ausgeschrieben. Der erste Erfüllungszeitraum lief vom 1.10.2020 bis zum 20.09.2022. Es wurden 2 GW ausgeschrieben und knapp 1,06 GW beschafft. Die letzte Ausschreibung im Dezember 2021 für den nächsten Erfüllungszeitraum ergab dieselben Zuschläge (Bundesnetzagentur 2022a).

Anlagen, die in der Kapazitätsreserve sind, **dürfen nicht am Markt teilnehmen**, und auch **nicht dahin zurückkehren**. Eine Ausnahme gilt für regelbare Lasten. Für die Teilnahme an der Kapazitätsreserve wird ein festgelegter Preis von bis zu 100/kW pro Jahr gezahlt (§ 12 KapResV). In dieser Vergütung sind bis zu 16 Abrufe abgedeckt. Diese Kosten werden über die Netzentgelte an die Verbraucher*innen umgelegt. Kommt die Kapazitätsreserve tatsächlich zum Einsatz, dann kostet dies bis zu 20.000€/MWh oder mehr. Die Kosten müssen dann von den Bilanzkreisverantwortlichen gezahlt werden. Die Akteure im Strommarkt haben also einen hohen finanziellen Anreiz, es nicht dazu kommen zu lassen, dass die Kapazitätsreserve aktiviert wird. Ihr Einsatz wird von den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) **nachrangig zu anderen Maßnahmen** angeordnet (§13 Abs. 1 und 2 EnWG). Anlagen in der Kapazitätsreserve können aber auch für die Netzreserve genutzt werden (r2b energy consulting 2021).

Gemäß § 9 KapResV dürfen Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten an dem Mechanismus teilnehmen. Sie dürfen eine maximale **Anfahrtszeit von 12 Stunden** haben. Außerdem gelten **Emissionsgrenzwerte** von 550g CO₂/kWh für Anlagen, die nach Juli 2019 in Betrieb genommen wurden. Ab dem 1. Juli 2025 dürfen auch Anlagen, die vor Juli 2019 in Betrieb genommen wurden, nur noch maximal 550g CO₂/kWh ausstoßen (r2b energy consulting 2021).

Erneuerbare Anlagen könnten grundsätzlich an der Kapazitätsreserve teilnehmen, allerdings **sind bisher nur Erdgaskraftwerke für den Mechanismus kontrahiert**.

Bislang kam die Kapazitätsreserve **noch nie zum Einsatz**. Die vertraglich gebundenen Kraftwerke wurden gelegentlich zum Redispatch in der Netzreserve genutzt (Loreck/Hermann 2022).

1.3.2 Die Sicherheitsbereitschaft: ausgediente Braunkohlekraftwerke als letzte Reserve

Der Mechanismus der **Sicherheitsbereitschaft** dient dazu, Braunkohlekraftwerke **vor ihrer endgültigen Stilllegung vier Jahre lang als Reserve vorzuhalten**. Alle Anlagen in der Sicherheitsbereitschaft sind bereits **vorläufig stillgelegt** und werden bei Bedarf durch den ÜNB reaktiviert. In diese Sicherheitsbereitschaft wurden seit 2016 insgesamt **acht Braunkohleblöcke** mit insgesamt 2,7 GW Leistung versetzt (Bundesnetzagentur 2022c). Gemäß den Teilnahmebedingungen für die Sicherheitsbereitschaft müssen sie innerhalb von 24 Stunden komplett betriebsbereit sein und innerhalb von 11 Stunden einen Teil der Leistung erbringen können. **Die Reserve wurde noch nie aktiviert**. Für den geplanten Zeitraum ihres Existierens werden Gesamtkosten von vsl. mindestens 1,65 Mrd. Euro erwartet (Schroeter 2021).

Nach Ablauf der vier Jahre sollen die Anlagen endgültig stillgelegt werden. Die Sicherheitsbereitschaft **läuft also planmäßig schrittweise bis 2023 aus** (Loreck/Hermann 2022). Auf Grund der **aktuellen Gaskrise** werden Braunkohlekraftwerke, welche eigentlich demnächst komplett stillgelegt werden sollten, aber noch länger in der Reserve vorgehalten. Ziel ist es, im Falle des Lieferstopps von russischem Erdgas kurzfristig weitere Kraftwerke zur Stromproduktion zur Verfügung zu haben. Die Kraftwerke sollen aber nur dann genutzt werden, wenn **eine Gefährdung der Energieversorgung besteht**. **Die Maßnahmen sind bis zum 31.03.2024 befristet** (Bundesregierung 2022).

1.3.3 Netzreserve: Kraftwerke für den netzbedingten Redispatch

Die **Netzreserve** wurde 2013 eingeführt, um den Netzbetreibern eine **größere Kapazität für Redispatch-Maßnahmen** zur Verfügung zu stellen.

Die Anlagen für die Netzreserve **werden von den Netzbetreibern auf Grund ihrer Lage im Netz ausgewählt**. Dafür wird eine Systemanalyse durchgeführt. Anlagen in der Kapazitätsreserve können ebenfalls hinzugezogen werden. Außerdem beteiligen sich **Anlagen im Markt** am Redispatch. Der Einsatz wird durch die ÜNB gesteuert (Loreck/Hermann 2022).

Im Jahr 2021/2022 waren knapp 5,7 GW Leistung in der Netzreserve. Davon wurden **alle Anlagen mit Heizöl, Steinkohle oder Erdgas** betrieben und befanden sich in Bayern und Baden-Württemberg. Für die Periode 2022/2023 werden etwas über 7 GW Leistung in der Netzreserve vorgehalten. Zusätzlich zu den bisherigen

Anlagen kommen **vier Steinkohlekraftwerke** aus NRW dazu (Bundesnetzagentur 2022b).

1.3.4 Reservemechanismen versus Markt: Krisenkontext, Bedarf, Entwicklung

Angesichts der derzeit sehr angespannten Energieversorgungslage und dem gleichzeitigen Bedarf, rasch Emissionen zu senken, kommt den **Reservemechanismen** und ihrer weiteren Entwicklung eine **wichtige strategische, energiepolitische Bedeutung** zu.

Zum einen besteht die Gefahr, dass der (wahrgenommene) Sicherheitsbedarf auf die (politisch definierten) Reservemechanismen projiziert wird und dies dazu führt, dass diese in Umfang und Wert stark ansteigen und zu einer **substanziellen Verlagerung des Investitions- und Marktgeschehens** führen. Dies könnte einer **teilweisen Re-Regulierung des Strommarktes** gleichkommen und zu diversen Folgeproblemen führen. Zum anderen könnte **der erhöhte politische Kontrollbedarf** für die Marktpreise und das Marktgeschehen und eine damit einhergehende Stärkung der stark geregelten Reservemechanismen **wichtige Marktdynamiken für Erneuerbare** und Dekarbonisierung **ausbremsen**.

Die lange nur in Fachkreisen diskutierte Frage nach einem **passenden Umgang mit Definition, Bedarf und Kosten von Versorgungssicherheit** sollte angesichts ihrer potenziell großen Auswirkungen breiter diskutiert werden.

Hierzu gibt es bereits verschiedenen nationale und EU-weite Prozesse (ENTSO-E 2021), bei denen angesichts der zuletzt harschen Kritik der europäischen Aufsichtsbehörde ACER an der Ergebnisqualität eine stärkere Beteiligung der Zivilgesellschaft sinnvoll und notwendig wäre (ACER 2022).

Vorschläge, wie die Reservemechanismen vermehrt dekarbonisiert werden, finden sich in Kapitel 3.

2 Vorschlag für das Stromsystem von morgen: Neue Finanzierungsquellen für Erneuerbare, mehr Systemorientierung

Um die Dekarbonisierung des Energiesystems weiter voranzubringen, müssen die aufgezeigten Kernkonflikte im System aufgelöst werden.

Dafür braucht es ergänzende **Finanzierungsmechanismen zum EEG**, die sicherstellen, dass sich der Ausbau von erneuerbaren Energien weiterhin lohnt, gleichzeitig systemdienlicher wird und Folgeprobleme im Energiesystem reduziert werden. Im ersten Schritt heißt das: die **physikalischen Realitäten des Stromnetzes** anerkennen und bei der Marktpreisbildung berücksichtigen. Erneuerbare Energie sollen außerdem unmittelbar zu mehr **Versorgungssicherheit und Systemstabilität** beitragen, damit für die Systemstabilität kein Rückgriff auf fossile Kraftwerke nötig ist.

Eckpunkte des Vorschlags:

Abkehr von der ausschließlichen kWh-Vergütung des Einspeisetarifs, **Umstellung der Finanzierung** auf mehrere Säulen:

1. **Direktvermarktung** von geeigneten Erzeugungsmengen über den Spotmarkt
2. **Zusätzlich alternative Vertriebswege ermöglichen:** Terminmarkt oder OTC, z. B. durch (regionale) Power Purchase Agreements (PPAs)
3. **Kapazitätzahlungen für EE-Anlagen in Abhängigkeit von ihrer Netzdienlichkeit** (z. B. Größe der Anlage, Lage im System, prognostiziertes Einspeiseprofil, technische Eignung für Systemdienstleistungen) über Ausschreibungen
4. **Stromtransportkosten einpreisen, abhängig von verfügbaren Transportkapazitäten**, z. B. durch nodale oder zonale Transportentgelte
5. **Übergangsweise: Einspeisetarif** für einen (definierten) Teil der Erzeugungsmengen **weiterführen**
6. **Ein stetig und rasch steigender CO₂-Preis bzw. eine verbindliche Verknappung der Emissionsrechte**, welche als übergreifender Markttreiber für emissionsfreie Technologien fungieren

2.1 Vertriebswege außerhalb des Einspeisetarifs etablieren

Der Übergang aus der etablierten, kWh-basierten Vergütung des Einspeisetarifs hin zu einer stärkeren Diversifizierung der Vertriebswege für erneuerbare Energien ist bereits im Gang. Vermehrt werden erneuerbare Strommengen marktlich strukturiert und gebündelt und mittels sogenannter Power Purchase Agreements außerhalb der EEG-Förderung und des Spotmarkts mit längeren Bindungsfristen an Kunden verkauft. Heute ist das aber eine grundsätzliche Richtungsentscheidung für den Anlagenbetreiber, da ein Nebeneinander der geförderten und ungeförderten Vermarktungsformen nicht vorgesehen ist. Der Vorschlag soll hier mehr Flexibilität und damit Markt- und Systemorientierung ermöglichen. Die „echte“ **Direktvermarktung** der erneuerbaren Strommengen soll mehr und mehr zum Standard werden.

Durch die zusätzliche Vermarktung von Teilen der Strommengen am Terminmarkt oder im direkten Handel „over-the-counter (OTC)“, z. B. mittels **PPAs**, kann außerdem eine höhere Wertigkeit für regionalen Grünstrom erzielt werden (BAG Energie 2019).

Die geeignete **Verteilung der Strommengen zwischen den Vermarktungsformen** ist freigestellt. Mengenanpassungen zwischen den verschiedenen Finanzierungs-/Fördermodellen sollten für die EE-Anlagenbetreiber einfach und auch regelmäßig veränderbar sein (z. B. jährliche Anpassung), damit auf Marktentwicklungen reagiert werden kann.

Mittelfristig soll die Förderung per Einspeisetarif abgelöst werden von einem mehrgliedrigen Modell, das weiter eine grundlegende Planungssicherheit bietet und gleichzeitig die Reaktion auf klare Bedarfssignale und Marktchance ermöglicht.

Eine **funktionale CO₂-Bepreisung mit klaren Verknappungssignalen** ist für das Gelingen des Vorschlags grundlegend wichtig, denn sie wirkt übergreifend unterstützend für emissionsfreie Technologien. Eine Reform des EU ETS ist derzeit im Rahmen des European Green Deal in der Debatte.

2.2 Physikalische Realitäten anerkennen: Transport kostet.

In einem komplett erneuerbaren Energiesystem werden die **Stromgestehungskosten immer geringer**, während **die Bewirtschaftung und das Systemmanagement** der Netze zum **Hauptkostenpunkt** für die Systemnutzer werden (Reiner Lemoine Institut 2020).

Um das System sinnvoll weiterzuentwickeln, sollten **Netz und Markt daher zusammengedacht** werden. Durch Preissignale können Anreize gesetzt werden, Transportkapazitäten so effizient wie möglich zu nutzen und zu planen. **Transportentgelte müssen, abhängig**

von der aktuellen Netzauslastung, dynamisch sein und nodal oder zonal gestaltet werden. So können durch den geringeren Transportbedarf Kosten vermieden werden und es entstehen Anreize, das **Netz durch die Nutzung von Flexibilitäten intelligent auszulasten**.

Die Transportentgelte sind sowohl für erneuerbare als auch für fossile Strommengen gleichermaßen zu erheben.

Damit eine solche Umstellung rasch und zielgerichtet passieren kann, müssen parallel **die Anreizregulierung für die Netzbetreiber sowie die zugrunde liegenden Netzentgeltverordnungen** angepasst werden. Die aktuellen Strukturen der Anreizregulierung verhindern zum Teil die Erschließung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen und führen zu einem übermäßigen Fokus der Netzbetreiber auf den weiteren Netzausbau (Bundesamt der Justiz 2007; Senders/Halbig 2020).

2.3 Systemverantwortung als Teil des Marktergebnisses etablieren

Dadurch, dass ein Teil der Einnahmen von der systemdienlichen Platzierung, der technischen Eignung und dem prognostiziertem Einspeiseprofil der Anlage abhängt, wird ein **Anreiz für die systemdienliche Planung** der Anlagen gesetzt. Dadurch sollen Netzengpässe und Abregelungen vermieden und mehr erneuerbarer Strom nutzbar werden (z. B. über eine bessere Rentabilität von PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung).

Durch die Möglichkeit, einen Leistungspreis für die systemdienliche Planung und den Betrieb der Anlage zu erhalten, kann bereits durch die **Platzierung und Dimensionierung** von EE-Anlagen zukünftig der Bedarf an Redispatch-Maßnahmen verringert werden (Prognos 2021).

Darüber hinaus können EE-Anlagen, individuell oder gepoolt, den Netzbetreibern im Rahmen der üblichen Handhabung von Systemdienstleistung (marktbasiert und reguliert) zur Verfügung gestellt werden, so wie es heute bereits bei fossilen Kraftwerken üblich ist (BAG Energie 2019).

So können erneuerbare Energien dazu beitragen, die **Systemstabilität zu gewährleisten** und fossile Kraftwerke, welche zu diesem Zweck vorgehalten werden, sukzessive ersetzen.

3 Sektorenkopplung gezielt vorantreiben für mehr Resilienz und rasche Dekarbonisierung

Ein besseres systemisches Management ist nicht nur im Stromsektor vonnöten. Wie eingangs erwähnt, ist für eine substanzielle und **rasche Dekarbonisierung** aller Energieverbräuche eine **flexible und intelligente**

Kopplung aller Energiesektoren erforderlich: **Strom, Wärme, Gas und Verkehr**.

Viele **Speicher- und Wandlungstechnologien**, die dies ermöglichen und auch die hohen Anforderungen an den Echtzeitbetrieb des Stromnetzes unterstützen, **existieren bereits, z. B.**

- Laststeuerungssysteme, Batteriespeicher und Druckluftspeicher für die kurzfristige Anpassung von Last- und Einspeiseprofilen,
- Hochtemperaturspeicher, Elektrolyseure, Pumpspeicher und Biogasanlagen, deren Produkte sehr gut mittel- und tlw. langfristig speicherbar sind und die sowohl direkt/stofflich als auch zur (Rück-)Verstromung für den Stromsektor genutzt werden können,
- Niedertemperaturspeicher, Wärmenetze und auch Gasnetze, die aufgrund der großen Energiebedarfe und der deutlich langsameren Netz- und Prozessmanagementanforderungen sehr gut als Puffer für erneuerbare Erzeugungsspitzen geeignet sind und z. T. auch für eine saisonale Verschiebung von Energieerzeugung und -verbrauch genutzt werden können.

In verschiedenen, öffentlich geförderten Vorhaben wurden die komplexen Anforderungen an die technischen und prozessualen Voraussetzungen, die ein solcher Ansatz erfordert, bereits seit den 2010er-Jahren intensiv erforscht und erprobt, zuletzt von 2017 bis 2020 im groß angelegten Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)“, für das die Bundesregierung über 200 Millionen Euro eingesetzt hat (Fraunhofer IBP et al. 2015; SINTEG 2022; VDE 2019).

Die Machbarkeit und die Synergiemöglichkeiten wurden also hinlänglich demonstriert. Die gewonnenen **Erkenntnisse sollten nun so rasch wie möglich** in die politische Praxis und vor allem in die **Diskussion der Gestaltungsmöglichkeiten des Energiemarktdesigns einfließen**.

Auch die **Infrastrukturplanungsprozesse** müssen im Hinblick auf die Möglichkeiten und Erfordernisse einer erfolgreichen Sektorenkopplung **weiterentwickelt werden**. Nicht nur die nationalen Netzentwicklungspläne (NEP) für die zentralen Übertragungs-/Fernleitungsinfrastrukturen (NEP Strom und NEP Gas) sind reformbedürftig, sondern auch die Verbindung zu den europäischen Prozessen und zu den heutigen „Verteilnetzen“. Diese werden im Zuge der Dekarbonisierung mehr und mehr zu den zentralen Orten der Veränderung.

4 Wie kann man die Reservemechanismen dekarbonisieren?

Die heute bestehenden Reservemechanismen existieren „neben“ dem Markt, und sollen zwei Aufgaben erfüllen: Sie sollen einerseits Versorgungssicherheit gewährleisten, also genügend Kapazitäten bereitstellen, um den **Strombedarf jederzeit decken zu können**. Andererseits sollen sie dem Netzbetreiber ausreichend **Kapazitäten zur Erbringung von Systemdienstleistungen** zur Verfügung stellen. Aktuell nehmen an ihnen ausschließlich fossile Kraftwerke teil. Um die Klima- und Energiewendeziele zu erreichen, müssen auch die **Reservemechanismen dekarbonisiert** werden.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktmechanismus für erneuerbare Energien und die Einführung eines Transportpreises können maßgeblich zur Stabilisierung des Systems beitragen. Mit der vermehrten Übernahme der Systemverantwortung durch den Markt **verringert** sich der **Bedarf an Reservekapazitäten**. So können die verbleibenden **Kapazitätsbedarfe rascher dekarbonisiert** und flexibler gestaltet werden.

4.1 Nutzung von Erneuerbaren in den Reservemechanismen

Grundsätzlich wäre es möglich, dass erneuerbare Energien an der Kapazitätsreserve oder der Netzreserve teilnehmen. Die Kriterien zur Teilnahme an den entsprechenden Mechanismen **schließen erneuerbare Energien nicht explizit aus**. Insbesondere in Verbindung mit Speichern oder durch das Poolen von erneuerbaren Produktionskapazitäten könnten erneuerbare Energien die erforderliche Verlässlichkeit gewährleisten.

Anlagen, die an den Kapazitätsmechanismen teilnehmen, werden jedoch vom Markt ausgeschlossen. Im Hinblick auf die nach wie vor knappen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, **erscheint eine Verlagerung dieser Produktionskapazitäten in den Mechanismus nicht sinnvoll**. Insbesondere, da ältere EE-Anlagen, die sich ggf. am Markt nicht mehr rentieren und für eine Teilnahme an den Reservemechanismen in Frage kämen, im Rahmen von **Repowering** durch neue, effizientere Anlagen ausgetauscht werden können. Aufgrund der **Flächenknappheit** ist dies **systemisch sinnvoller**.

4.2 Nutzung von Demand Side Management und Speichern in den Reservemechanismen

Um die Reservekapazitäten zu dekarbonisieren, können die Flexibilitäten eines erneuerbaren Systems genutzt werden.

Versorgungssicherheit setzt voraus, dass die Nachfrage nach Strom, bei angemessener Zahlungsbereitschaft, gedeckt werden kann (Consentec 2021). Bei einer zu geringen Produktion, kann auch eine Reduktion des Bedarfs dieses Gleichgewicht wieder herstellen.

Denkbar wäre, dass Industriebetriebe im Rahmen von Demand Side Management ihre **Produktion gegen ein Entgelt zeitweise reduzieren**. Dies ist zwar bereits heute grundsätzlich erlaubt, regelbare Lasten haben aber aufgrund der langen Bindungsfristen und unflexiblen Anforderungen noch nie an der Kapazitätsreserve teilgenommen (Bundesnetzagentur 2022a).

Zwar dürfen flexible Lasten, anders als Erzeugungsanlagen, in den Markt zurückkehren, die Opportunitätskosten sind für flexible Lasten aber deutlich höher als für aus dem Markt ausscheidende Kraftwerke (SINTEG 2022; TU Dresden 2014). Ebenso wurden regelbare Lasten noch nie für die Netzreserve genutzt. Grundsätzlich wäre es aber möglich einen Netzengpass durch eine Nachfragereduktion oder -verlagerung zu mildern.

Eine Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. geht von einem temporären **Nachfragereduktionspotenzial von ca. 6.7 GW** aus (Fraunhofer ISE et al. 2021).

Batteriespeicher werden bereits seit mehreren Jahren erfolgreich genutzt, um kurzfristige Schwankungen im Stromnetz auszugleichen und nehmen z. B. am Regenergiemarkt teil. Andere Speicherformen haben das Potenzial für längere Speicherung und damit für eine Unterstützung der Reservemechanismen und der Versorgungssicherheit (s. Kapitel 3).

5 Ansätze zur Dekarbonisierung der verbleibenden fossilen Kapazitäten

Aktuell sind etwas über 30 GW Gaskraftwerksleistung in Deutschland installiert (BDEW 2021). Alle regelbaren Kapazitäten, inklusive der noch bestehenden Kohle- und Atomkraftwerke, betragen etwa 100 GW (Prognos 2021). Davon sind nur etwa 10 GW in den Reservemechanismen vorgehalten.

Auf Grund der **fortschreitenden Elektrifizierung** des Verkehr- und Gebäudesektors und **dem Ausstieg aus Atom- und Kohleverstromung** besteht über die nächsten Jahre ein erhöhter Bedarf an Gaskraftwerken.

Agora Energiewende geht von einem **Bedarf an Gaskraftwerken von 61 GW in 2035 aus** (Agora Energiewende 2022). Das Klimaneutralitätsszenario von Prognos rechnet mit einem Bedarf an regelbarer Leistung in Höhe von 65 GW in 2030 (Prognos 2021).

Langfristig können Gaskraftwerke auch mit **klimaneutralem Wasserstoff oder anderen erneuerbar hergestellten Gasen** betrieben werden und so fossile Energieträger vollständig ersetzen. In naher Zukunft steht Wasserstoff jedoch noch nicht in ausreichenden Mengen zur Verfügung. Agora rechnet damit, dass **im Jahr 2030 80% der Gaskraftwerke** mit Wasserstoff betrieben werden und im Jahr 2035 nur noch 2% fossiles Gas eingesetzt werden (Agora Energiewende 2022).

Aktuelle Studien zeigen auch, dass ein kurzfristiger Verzicht auf Gas, zum Beispiel durch den russischen Lieferstopp, durch das System abzupuffern wäre. Durch den vermehrten Einsatz von Kohle könnten 30 - 100% des Gases im Stromsektor substituiert werden (Kemfert 2022).

Um die Dekarbonisierung aller Bereiche des Energiesystems zuverlässig voranzubringen und dabei Lock-In Effekte zu vermeiden, braucht es **klare Kriterien**:

- **Alle fossilen Kraftwerke**, welche neu gebaut werden, sollten **Umstellungsfähigkeit auf erneuerbare Energien demonstrieren** müssen. Alle neuen Gasanlagen müssen dementsprechend **H2-Ready** sein. Dafür muss die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit der Umstellung demonstriert werden.
- Durch eine klare Vorgabe zur **Nutzungsbefristung** kann der Ausstieg aus fossilem Gas von vornherein planbar festgelegt werden. Neue Anlagen müssten somit darlegen, wie die **Anlage zum Ablauf der Befristung umgenutzt werden** kann und wie die Betreiber dies wirtschaftlich realisieren können. Eine Befristung hat den Vorteil der **vorausschauenden Planbarkeit** und Transparenz. Eine flexible Anpassung je nach Entwicklung der Umstände ist jedoch regulatorisch schwierig.

- Alternativ können maximale **CO₂-Budgets** für die verschiedenen Kraftwerke festgelegt werden, welche dazu anreizen, die Anlage besonders **emissionsarm und marktlich effizient** zu betreiben. Spätestens nach Aufbrauchen des Budgets müssen die Anlagen dann für einen klimaneutralen Betrieb umgerüstet werden. Es können zusätzlich Prämien definiert werden, die Anreize für eine frühere Umstellung und Nicht-Ausnutzung der CO₂-Budgets darstellen.
- Wie bereits in der Kapazitätsreserve angewendet, **können Emissionsgrenzwerte** für die Teilnahme an Reservemechanismen gelten. Ein positiver Effekt ist, dass dadurch der Wettbewerb um einen emissionsärmeren Betrieb befördert wird. **Emissionsfaktoren** können in Betracht gezogen werden. Auch **Unterschiede zwischen den Upstream-Emissionen** sollten dabei berücksichtigt werden (FÖS 2021).

6 Fazit: Mit einem intelligenten Marktdesign zum dekarbonisierten Energiesystem

Eine Anpassung der Funktionsweise des Strom- und Energiemarktes ist wichtig, um die **Dekarbonisierung** rasch voranzutreiben und die Resilienz des Energiesystems zu erhöhen.

Die derzeit bestehenden **Ziel- und Steuerungskonflikte im Stromsystem** führen zu einem (unnötig) erhöhten Bedarf an fossilen Kapazitäten in den Reservemechanismen. Unser Vorschlag für eine **Systemdienlichkeitskomponente in der Vergütungsstruktur für erneuerbare Energien** kann den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen verringern und dazu beitragen, dass weniger (erneuerbarer) Strom abgeregelt werden muss. Die gezielte **Integration von neuen und bereits vorhandenen Flexibilitäten ins System**, z. B. durch Lastverschiebung und Speicher, kann diesen Bedarf an fossilen Reservekapazitäten rasch reduzieren.

Das Energiesystem wird robuster und die **Versorgungssicherheit insgesamt höher**, wenn die **Sektorenkopplung** und ihre Möglichkeiten endlich umfassend in die Überlegungen zur **Weiterentwicklung des Marktdesigns** und der Infrastrukturplanung einbezogen werden. Eine **wichtige Voraussetzung** für eine wirtschaftliche Umsetzung dieser Entwicklung ist ein **stetig und deutlich steigender CO₂-Preis**.

Eventuelle Finanzierungshilfen für fossile Reservekraftwerke müssen so ausgestaltet werden, **dass keine fossilen Überkapazitäten** entstehen und ein klarer Dekarbonisierungspfad Bedingung für Genehmigung und Betrieb der Anlagen ist.

7 Literaturverzeichnis

- ACER (2022): ACER decides not to approve ENTSO-E's first pan-European resource adequacy assessment due to shortcomings. Abrufbar unter: <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/acer-decides-not-approve-entso-es-first-pan-european-resource-adequacy>. Letzter Zugriff am: 1.10.2022.
- Agora Energiewende (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Abrufbar unter: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- BAG Energie (2019): Beschluss BAG Energie: Energiemarktdesign der Zukunft – Wie ein Energiemarkt mit mehr als 65% erneuerbaren Energien für alle Endenergiebedarfe funktionieren kann.
- BDEW (2021): Installierte Leistung und Erzeugung 2020. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- BMWK (2020): Ein Stromnetz für die Energiewende. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesamt der Justiz (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV). Abrufbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesnetzagentur (2022a): Kapazitätsreserve. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/KapRes/start.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesnetzagentur (2022b): Netzreserve. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/artikel.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesnetzagentur (2022c): Kraftwerksliste. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesnetzagentur (2022d): Bericht zum Redispatch nach Artikel 13 Verordnung (EU) 2019/943. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/RedispatchBericht2021.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Bundesnetzagentur (2022e): Ausschreibung Wind an Land: Gebotstermin 1. Februar 2022. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2022/Gebotstermin01022022/artikel.html. Letzter Zugriff am: 15.8.0222.AD.
- Bundesregierung (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften. Abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/023/2002356.pdf>. Letzter Zugriff am: .
- Consentec (2021): Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten.
- Energie und Management (2021): Redispatch und einheitliche Netzentgelte als Kostentreiber. Abrufbar unter: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/netze/detail/redispatch-und-einheitliche-netzentgelte-als-kostentreiber-145485>. Letzter Zugriff am: 10.8.2022.
- ENTSO-E (2021): European Resource Adequacy Assessment. Abrufbar unter: https://eepublicdownloads.azurereedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf. Letzter Zugriff am: 1.10.2022.
- FÖS (2021): Was Erdgas wirklich kostet: Roadmap für den fossilen Gasausstieg im Wärmesektor. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2021/2021-06_FOES_Roadmap_Gasausstieg.pdf. Letzter Zugriff am: 2.8.2021.
- Fraunhofer IBP, ifeu, Stiftung Umwelt Energierecht, Fraunhofer IWES (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Abrufbar unter: https://www.energie.fraunhofer.de/content/dam/energie/de/documents/01_PDF_PI/151008_IWES_PDF_sektoruebergreifende_Energiewende_2.pdf. Letzter Zugriff am: 1.10.2022.
- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>. Letzter Zugriff am: 16.8.2021.

- Fraunhofer ISE, Becker Büttner Held, Fraunhofer IEE (2021): Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbaren Energien. Abrufbar unter: http://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf. Letzter Zugriff am: 28.9.2022.
- Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Abrufbar unter: https://neon.energy/Neon_Markt-Netz_BMWi.pdf. Letzter Zugriff am: 11.8.2022.
- Kehler, T. (2022): Die benötigten Gaskraftwerke brauchen ein neues Strommarktdesign. Abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/die-benoetigten-gaskraftwerke-brauchen-ein-neues-strommarktdesign>. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Lehmann, N., Müller, J. (2021): Regionalität aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen – Eine qualitative Inhaltsanalyse zu Regionalstrom in Deutschland. Abrufbar unter: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-020-00293-7>. Letzter Zugriff am: .
- Leopoldina, acatech (2020): Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. Abrufbar unter: https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2020_SN_ESYS_Netzengpaesse.pdf. Letzter Zugriff am: 18.8.2022.
- Loreck, C., Hermann, H. (2022): Versorgungssicherheit und Reserven im deutschen Stromsektor.
- Netztransparenz.de (2022): Tabellarische Übersicht der Fälle nach § 51 EEG 2021. Abrufbar unter: [https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise#:~:text=Gesetzes-text%20%C2%A7%2051%20\(1\)%20EEG,negativ%20ist%2C%20auf%20null.%22](https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise#:~:text=Gesetzes-text%20%C2%A7%2051%20(1)%20EEG,negativ%20ist%2C%20auf%20null.%22). Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- Netztransparenz.de Redispatch-Maßnahmen. Abrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch>. Letzter Zugriff am: 10.8.2022.
- Prognos (2021): Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt.
- r2b energy consulting (2021): Auswirkungen der deutschen Kapazitätsreserve auf die benachbarten Mitgliedsstaaten“.
- Reiner Lemoine Institut (2020): Weichenstellung ins erneuerbare Energiesystem.
- Schroeter, S. (2021): Die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft wird etwas teurer. Abrufbar unter: <https://www.heise.de/tp/features/Die-Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft-wird-etwas-teurer-6153522.html>. Letzter Zugriff am: .
- Senders, J., Halbig, A. (2020): Digitalisierung und Netzausbau Zur Einordnung als Stand der Technik und zur Behandlung der Kosten in der Anreizregulierung. Abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2020/10/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_17_Digitalisierung_und_Netzausbau_NEW.pdf. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.
- SINTEG (2022): Synthesebericht 1 – Flexibilitätspotenziale und Sektorenkopplung. Abrufbar unter: https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Ergebnisberichte/SF1_Sektorkopplung/20220502-SINTEG-SyF1.pdf. Letzter Zugriff am: 1.10.2022.
- TU Dresden (2014): Die Rolle von Demand Side Management bei der Systemintegration der erneuerbaren Energien.
- VDE (2019): Zellulares Energiesystem: Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. Abrufbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1884494/98f96973fcdba70777654d0f40c179e5/studie---zellulares-energiesystem-data.pdf>. Letzter Zugriff am: 1.10.2022.

IMPRESSUM

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)
Geschäftsführende Vorständin: Carolin Schenuit