

Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign für Deutschland

Herausforderungen und Lösungsansätze für eine
Stromversorgung aus 100 % erneuerbaren Energiequellen

Freiburg, 22. Juli 2024

Autorinnen und Autoren

David Ritter
Dominik Grafmüller
Dr. Marion Wingenbach
Prof. Dr. Dierk Bauknecht
Öko-Institut e.V.

im Auftrag des
EnergieVision e. V.

Kontakt

d.ritter@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Kontakt Auftraggeber

EnergieVision e. V.
Merzhauser Str. 173
79100 Freiburg
Telefon +49 (0) 761 45295-0

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	7
Zusammenfassung	8
Summary	8
1 Einführung	9
1.1 Problemstellung	10
1.2 Zielsetzung und Forschungsfrage	10
2 Methodik	11
3 Der deutsche Stromsektor: Vom heutigen System in eine 100 % EE-Zukunft	13
3.1 Der deutsche Stromsektor heute	13
3.2 Der deutsche Stromsektor 2045	13
3.3 Strommarktdesign in Deutschland	16
3.3.1 Akteure im heutigen Strommarkt	16
3.3.2 Märkte	18
3.3.3 Strompreisbildung	20
3.3.4 EEG-Förderungen	20
3.4 Allgemeine Grundsätze für ein zukünftiges Strommarktdesign	21
4 Herausforderungen für ein 100 % EE-Stromsystem	23
4.1 Dispatch	23
4.1.1 Großhandelsmärkte und Einsatzsignale	23
4.1.2 Systemdienstleistungen	25
4.1.3 Koordination von Flexibilitätsoptionen	25
4.2 Investitionen	26
4.3 Lokalisierung	29
5 Lösungsoptionen	30
5.1 Anpassungen auf den Großhandelsmärkten	31
5.1.1 Erweiterung der Gebotsformate	31
5.1.2 Marktsegmentierung	34
5.1.3 Unkonventionelle Lösungsoption	35

5.2	Schaffung von Flexibilitätsanreizen	35
5.2.1	Marktdienlicher Einsatz von Flexibilitäten	36
5.2.2	Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten	37
5.3	Finanzierung von erneuerbaren Energien	39
5.3.1	Die gleitende Marktprämie	41
5.3.2	Zweiseitiger CfD mit unterschiedlichen Referenzmarktpreisen	42
5.3.3	Cap and Floor	43
5.3.4	Produktionsunabhängige CfDs	44
5.3.4.1	Capability-based CfD	44
5.3.4.2	Financial CfD	45
5.4	Sicherung von einlastbaren Kraftwerken	47
5.4.1	Der zentral umfassende Kapazitätsmarkt	49
5.4.2	Der zentral fokussierte Kapazitätsmarkt	50
5.4.3	Der wettbewerbsgesteuerte Kapazitätsmarkt	51
5.4.4	Lokalitätskomponente im Kapazitätsmarkt	52
5.4.5	Primärenergiesicherheit im Kapazitätsmarkt	52
5.5	Schaffung von Lokalisierungssignalen	53
5.5.1	Gebotszonenteilung (Zonal Pricing)	53
5.5.2	Nodal Pricing	54
5.5.3	Marktbasierter Redispatch	55
5.5.4	Erzeugungsseitige Netzentgelte (G-Komponente)	56
6	Synthese	56
6.1	Wirkungsbereiche der Lösungsoptionen	56
6.2	Stärken und Schwächen der Lösungsoptionen	59
6.3	Erfüllungsgrad der Herausforderungen durch Lösungsoptionen	64
7	Schlussfolgerung und Empfehlungen	70
	Literaturverzeichnis	72

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Methodisches Vorgehen für die einzelnen Arbeitspakete	12
Abbildung 3-1: Einsatzreihenfolge von steuerbaren Kapazitäten	15
Abbildung 3-2: Das Zusammenspiel von Akteuren und Märkten im deutschen Strommarktdesign	18
Abbildung 3-3: Zeitliche Darstellung der einzelnen Marktsegmente im deutschen Strommarktdesign	19
Abbildung 4-2: Exemplarische JDL zur Darstellung der Wirkweise verschiedener Einflussfaktoren auf den Strompreis	28
Abbildung 5-1: Darstellung verschiedener technischer Beschränkungen anhand eines Blockgebots	32
Abbildung 5-2: Darstellung verschiedener technischer Beschränkungen anhand eines typischen Multi-part bids	32
Abbildung 5-3: Mögliche Nachfrageseitige Gebotsformate	34
Abbildung 5-4: Dynamischer Tarif mit Preisabsicherung	37
Abbildung 5-5: Funktionsweise der gleitenden Marktprämie	41
Abbildung 5-6: Funktionsweise des klassischen zweiseitigen CfDs	42
Abbildung 5-7: Funktionsweise des zweiseitigen CfDs mit Cap and Floor	43
Abbildung 5-8: Funktionsweise des Capability-based CfDs	44
Abbildung 5-9: Funktionsweise des Financial CfDs	45
Abbildung 5-10: Die drei Stufen eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 6-1: Gegenüberstellung der Lösungsoptionen und Herausforderungen	57
Tabelle 6-2: Lösungsoptionen im Rahmen der Anpassungen auf den Großhandelsmärkten	60
Tabelle 6-3: Lösungsoptionen zur Schaffung von Flexibilitätsanreizen	61
Tabelle 6-4: Lösungsoptionen zur Finanzierung von erneuerbaren Energien	62
Tabelle 6-1: Lösungsoptionen zur Sicherung von einlastbaren Kapazitäten	63
Tabelle 6-6: Lösungsoptionen zur Schaffung von Lokalisierungssignalen	64
Tabelle 6-7: Erfüllungsgrad der Herausforderungen durch Lösungsoptionen	64

Abkürzungsverzeichnis

DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Market
GW	Gigawatt
Inc-Dec	Increase-Decrease
JDL	Jahresdauerlinie
KSG	Klimaschutzgesetz
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
MWh	Megawattstunde
OTC	Over-the-Counter
PV	Photovoltaik
SDL	Systemdienstleistungen
SLP	Standardlastprofil
TWh	Terawattstunden

Zusammenfassung

Die Bundesrepublik Deutschland verfolgt das Ziel, in den nächsten 20 Jahren Klimaneutralität zu erreichen. Hierfür bedarf es einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors. Dafür sollen fossile Stromerzeuger vollständig aus dem Markt verdrängt und durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Um das zu ermöglichen, bedarf es ein Strommarktdesign, welches die notwendigen Rahmenbedingungen setzt. Diese Studie gibt einen umfassenden Überblick über die Herausforderungen und Lösungsoptionen, welche sich für das heutige Strommarktdesign im Zuge der Transformation zu einem Stromsystem mit 100 % erneuerbare Energien in Deutschland ergeben. Hierfür wurden verschiedene Methodiken angewendet, wobei eine tiefgreifende Literaturrecherche im Mittelpunkt stand. Dabei wurde aus bisherigen wissenschaftlichen Arbeiten, welche sich meist nur auf einzelne Aspekte des Strommarktdesigns beschränken, eine umfassende Betrachtung des gesamten Marktes erstellt. Die Ergebnisse bieten eine Einordnung verschiedener diskutierter Lösungsinstrumente basierend auf deren Vor- und Nachteilen. Außerdem geben die Ergebnisse Auskunft über die Dringlichkeit der verschiedenen Herausforderungen und zeigen auf, inwiefern sie durch die betrachteten Lösungsoptionen adressiert werden. Besonders im Bereich der langfristigen Refinanzierung von erneuerbaren Energien wurde deutlich, dass es große Unsicherheiten gibt, welche insbesondere auf die Ungewissheit in Bezug auf die Entwicklung des Wasserstoffpreises zurückzuführen sind. Hier ist dringender Handlungsbedarf erforderlich.

Summary

The Federal Republic of Germany is pursuing the goal of achieving climate neutrality in the next 20 years. This requires a complete decarbonisation of the electricity sector. Fossil-fuelled electricity generators are to be completely driven out of the market and replaced by renewable energies. To make this possible, an electricity market design is required that sets the necessary framework conditions. This paper provides a comprehensive overview of the challenges and solution options that arise for the current electricity market design in the course of the transformation to an electricity system with 100 % renewable energies in Germany. Various methodologies were applied for this purpose, with an in-depth literature review taking centre stage. A comprehensive analysis of the entire market was compiled from previous scientific studies, which are usually limited to individual aspects of electricity market design. The results provide a categorisation of the various solution instruments discussed based on their advantages and disadvantages. The results also provide information on the urgency of the various challenges and show the extent to which they are addressed by the solution options analysed. Particularly in the area of long-term refinancing of renewable energies, it became clear that there are major uncertainties, which are due in particular to the uncertainty regarding the development of the hydrogen price. There is an urgent need for action here.

1 Einführung

Der Klimawandel und seine Auswirkungen stellen eine der größten Herausforderungen unserer Zeit dar und erfordern einen grundlegenden Wandel in der Art und Weise, wie Strom erzeugt und verbraucht wird. Vor diesem Hintergrund hat sich die Europäische Union das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen. In Deutschland soll dieses Ziel bereits spätestens bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

Im Rahmen dieses Transformationsprozesses nimmt der Übergang von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien (EE) eine Schlüsselrolle ein, wobei Wind- und Solarenergie dabei im Mittelpunkt der Transformation stehen. Sie tragen nachweislich dazu bei Energiearmut und Luftverschmutzung zu reduzieren und unterstützen somit die Erreichung der Emissionsreduktionsziele (Jacobson et al. 2022). Auch wirtschaftlich ist der Übergang zu einem klimaneutralen Stromsystem effizienter als der Verbleib eines auf fossilen Brennstoffen basierenden Systems (IEA 2023; Jacobson et al. 2022). Weitere EE wie Wasserkraft und Bioenergie werden in Deutschland zwar ebenfalls zur Stromproduktion genutzt, spielen jedoch eine untergeordnete Rolle. Wasserkraft weist aufgrund ihrer enormen Flächenbeanspruchung ein begrenztes Potenzial auf (Wagner et al. 2019), während Bioenergie größere klimaschützende Eigenschaften entfalten kann, wenn ihr Potenzial als Emissionssenke genutzt wird (Creutzig et al. 2015).

Der steigende Anteil an fluktuierenden EE bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Kraftwerkskapazitäten stellt das bestehende Stromsystem allerdings vor erhebliche Herausforderungen. Um eine zuverlässige und stabile Stromversorgung zu garantieren, bedarf es zwingend steuerbare Kapazitäten. Dazu gehören unter anderem Flexibilitätäten wie Speicher und das Demand Side Management (DSM), welche es ermöglichen, die wetterbedingten Schwankungen der EE-Erzeugung auszugleichen und damit die Strompreise zu stabilisieren (Brown und Reichenberg 2021). Speicher nehmen Strom auf, wenn er in großen Mengen verfügbar ist, und speisen ihn wieder ein, wenn er knapp ist. DSM hingegen beschreibt die Anpassung des Verbrauchs auf der Nachfrageseite. Dabei wird beispielsweise die Nachfrage so angepasst, dass der Stromverbrauch in Zeiten hoher Verfügbarkeit verschoben wird und in Knappheitssituationen auf den Verbrauch verzichtet wird.

Halten solche EE-Erzeugungsdefizite über einen längeren Zeitraum an, kommen jedoch auch Speicher und Nachfrageflexibilitäten an ihre Grenzen. Daher bedarf es weiterer steuerbarer Kapazitäten in Form von einlastbaren Kraftwerken, um die Versorgungssicherheit auch zu diesen Zeiten zu gewährleisten. Diese werden im bisherigen System durch Kohle- oder Gaskraftwerke bereitgestellt. Die Bundesregierung plant allerdings alle deutschen Kohlekraftwerke bis spätestens 2038 vom Netz zu nehmen. Auch Gaskraftwerke werden spätestens im Jahr 2045 nicht mehr zur Stromproduktion zulässig sein. Aus diesem Grund braucht es Alternativen wie Kraftwerke, welche auf Basis von grünem Wasserstoff betrieben werden können.

Insgesamt zeigen diese Entwicklungen, dass eine erhebliche Umstellung verschiedener Bereiche des Stromsystems notwendig ist, um Klimaneutralität zu erreichen. Einen wesentlichen Einfluss auf das Gelingen dieser Transformation hat das Strommarktdesign. Es muss die technische Integration und wirtschaftliche Förderung von EE sowie steuerbaren Kapazitäten effizient gestalten. Ein inadäquat angepasstes Marktdesign könnte die Realisierung des angestrebten klimaneutralen Stromsystems erheblich erschweren. Daher ist eine präzise Ausrichtung des Designs auf die dynamischen Anforderungen der Stromproduktion und -verteilung aus EE von entscheidender Bedeutung, um sowohl die Systemstabilität als auch die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

1.1 Problemstellung

Das Thema Strommarktdesign hat es in den letzten Jahren immer häufiger bis in die breiten Medien geschafft. Zuletzt wurde das Thema im Herbst 2021 präsent, als es zu einem starken Anstieg der Börsenstrompreise kam. Auslöser dieses Anstiegs war die starke Zunahme der Nachfrage aus der Industrie, welche sich nach der Coronavirus-Krise wieder erholt hatte. Im Februar 2022 führte der russische Angriffskrieg auf die Ukraine zu einem signifikanten Anstieg der Gaspreise, wodurch sich das Problem weiter verschärfte. Diese Ereignisse führten zunehmend zu der Forderung, das Strommarktdesign zu überarbeiten. Im Mittelpunkt stand dabei häufig die Frage, wie langfristig mit der Integration der EE in das Stromsystem umgegangen wird.

Dabei wird beispielsweise die zukünftige Rentabilität von EE in Frage gestellt. EE haben sehr niedrige Grenzkosten und führen dadurch zu einer Senkung der Börsenstrompreise und zu einer Verschiebung der Merit-Order-Kurve. Mit einem zunehmenden Anteil an EE entstehen dementsprechend mehr Stunden mit niedrigen Strompreisen, was zu der Befürchtung führt, dass die Erlöse auf dem Energy-Only-Markt (EOM) nicht ausreichen könnten, um die Stromgestehungskosten (LCOE) der EE zu decken (Deane et al. 2017; Paraschiv et al. 2014; DIW 2013). Des Weiteren wird die Frage aufgeworfen, ob die für die Systemstabilität benötigten steuerbaren Kapazitäten ausreichende finanzielle Anreize erhalten oder ob ihr Ausbau aus wirtschaftlicher Sicht zu unsicher bzw. unattraktiv ist.

In der aktuellen wissenschaftlichen Literatur liegt der Fokus trotz der großen Notwendigkeit einer langfristigen Betrachtung des Strommarktdesigns vorwiegend auf kurzfristigen Ansätzen. Häufig wird dabei der kurz- und mittelfristige Zeithorizont bis 2025 und 2030 untersucht (Cerre 2018). Dabei wird meist von einem EE-Anteil von bis zu 80 % ausgegangen, während eine detaillierte Betrachtung eines zu 100 % mit EE betriebenen Stromsystems weitgehend fehlt (Pollitt und Anaya 2016). Darüber hinaus existieren nur wenige Studien, die einen umfassenden Überblick über die Herausforderungen und potenziellen Lösungen im Zusammenhang mit der Einführung eines vollständig auf EE basierenden Stromsystems bieten, insbesondere in Bezug auf die Funktionalität des Strommarktes und finanzielle Aspekte.

Diese Forschungslücke konnte durch eine strategische Literaturrecherche bestätigt werden, welche eine Web of Science Keyword-Suche unter Verwendung der Schlagwörter „power market“, „electricity market“, „energy market“ und „market design“ beinhaltete. Die Ergebnisse legen nahe, dass, obwohl einzelne Aspekte des Marktdesigns wissenschaftlich untersucht wurden, ein geordneter und umfassender Überblick über die Gesamtheit der Herausforderungen und Lösungsoptionen für ein Stromsystem mit 100 % EE in Deutschland bislang aussteht.

1.2 Zielsetzung und Forschungsfrage

In der vorliegenden Studie wird aus diesem Grund das Ziel verfolgt diese Forschungslücke zu schließen. Um dies zu erreichen, wird ein umfassender Überblick über die Herausforderungen und Lösungsoptionen erarbeitet, die sich im Zuge der Implementierung eines 100 % EE-Stromsystems in Deutschland ergeben.

Zu Beginn erfolgt in Kapitel 3 eine Betrachtung des Wandels vom heutigen Stromsektor zu einem klimaneutralen Sektor bis 2045. Dabei wird außerdem ein Überblick über das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland und dessen wesentlichen Komponenten gegeben, um die Ausgangslage klar zu definieren.

In Kapitel 4 erfolgt anschließend eine strukturierte Betrachtung der Herausforderungen, die in die Kategorien Dispatch, Investitionen und Lokalisierung gegliedert werden. Diese Unterteilung dient dazu, die Herausforderungen übersichtlich darzustellen.

Darauf aufbauend widmet sich Kapitel 5 einer umfangreichen Diskussion verschiedener Lösungsoptionen, die in der wissenschaftlichen und grauen Literatur hinsichtlich eines zukünftigen Strommarktdesigns vorgeschlagen werden.

Das sechste Kapitel bildet eine Synthese aus den Erkenntnissen der beiden vorherigen Kapitel. Zunächst werden die Wirkungsbereiche aller betrachteten Lösungsoptionen in Bezug auf die identifizierten Herausforderungen aufgezeigt. Anschließend erfolgt eine Einordnung dieser Optionen nach ihren Stärken und Schwächen. Auf dieser Basis werden vier Kriterien definiert, die zur Einstufung der Lösungsoptionen dienen und eine erste Einschätzung ihres Potenzials ermöglichen. Der abschließende Teil der Synthese widmet sich den zuvor identifizierten Herausforderungen und untersucht, inwiefern diese durch die vorgeschlagenen Lösungsansätze effektiv adressiert werden können.

2 Methodik

Die methodische Ausarbeitung dieser Studie zielt darauf ab, eine umfassende Übersicht über die Herausforderungen und Lösungsoptionen im Kontext des deutschen Strommarktdesigns zu geben. Hierfür wurden verschiedene methodische Ansätze kombiniert, wie auch in Abbildung 1-1 dargestellt.

Arbeitspaket 1: Szenarioanalyse (Kapitel 3)

Zur Untersuchung des Zielbilds eines klimaneutralen Stromsystems in Deutschland wurde eine Szenarioanalyse durchgeführt. Dabei wurden unterschiedliche Modellierungen des deutschen Stromsektors im Jahr 2045 betrachtet. Die Betrachtung unterschiedlicher Szenarien ermöglicht es, ein tieferes Verständnis für die anstehenden Veränderungen im Strommarkt zu schaffen. In die Darstellung des aktuellen Strommarktdesigns flossen Erkenntnisse aus Webinaren, Workshops und Expertenbefragungen ein (Bauknecht 2023; Borgmann und Niethammer 2023; Hirth 2024; Weidlich 2022).

Arbeitspakete 2 und 3: Literature Review und Expert:innenworkshops (Kapitel 4 und 5)

Die Arbeitspakete 2 und 3 umfassen die Identifikation und Analyse von Herausforderungen und Lösungsoptionen für das Strommarktdesign. Dies erfolgte primär durch eine systematische Literaturrecherche, die durch zwei Expert:innenworkshops ergänzt wurde. Ein Literature Review ist in diesem Zusammenhang besonders geeignet, da sich viele wissenschaftliche Arbeiten zwar mit einzelnen Aspekten des zukünftigen Strommarktdesigns beschäftigen, ein umfassender Überblick über die Gesamtheit der Herausforderungen und Lösungsoptionen jedoch fehlt. Der explorative Ansatz der Literaturrecherche ermöglicht die Verknüpfung der vorhandenen Arbeiten zu einem kohärenten Gesamtbild.

Der erste Expert:innenworkshop diente der ungefilterten Sammlung von Herausforderungen und Lösungsansätzen durch Wissenschaftler:innen aus den Bereichen Energie und Klimaschutz des Öko-Instituts in einer größeren Runde (Ritter et al. 2023). Die Ideen wurden anschließend in zwei Tabellen festgehalten, die als Ausgangspunkt für die darauffolgende Literaturrecherche dienten.

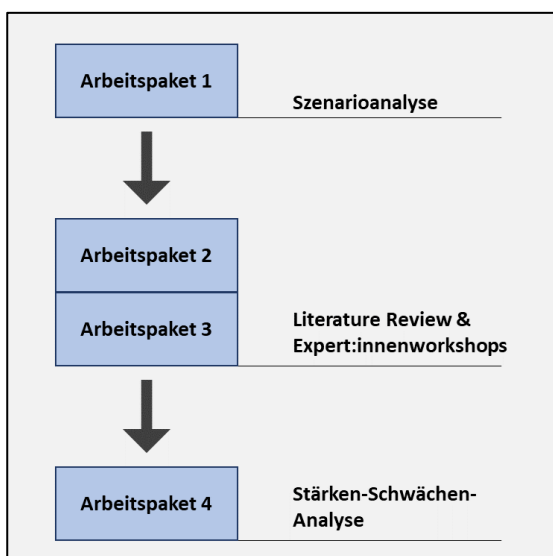
Diese startete basierend auf den Auswertungen der Keyword-Suche. Dabei wurden primär Paper betrachtet, welche mit den Keywords „market design“ in Kombination mit "power market", "electricity market" oder "energy market" codiert waren. Die fokussierte Herangehensweise ermöglichte die Identifizierung relevanter wissenschaftlicher Publikationen, welche dazu dienten, die Ergebnisse des Workshops zu überprüfen, zu erweitern und zu vertiefen. Nach der Auswertung der wissenschaftlichen Literatur wurde die Suche auf graue Literatur ausgeweitet. Dabei wurden insbesondere Quellen von renommierten Forschungsinstituten und Industrieveröffentlichungen einbezogen. Zusätzlich wurde das Schneeballprinzip angewandt, bei dem weitere relevante Literatur durch die in den Primärquellen zitierten Werke ermittelt wurde. Dieser Ansatz erweiterte das Spektrum der recherchierten Literatur erheblich und verbesserte sowohl die Vollständigkeit als auch die Genauigkeit der gesammelten Informationen. Schließlich wurden die umfangreichen und zunächst ungeordneten Datenmengen zu Herausforderungen und Lösungsoptionen einer systematischen Ordnung und Kategorisierung unterzogen, was die Erstellung zweier übersichtlicher und strukturierter Tabellen ermöglichte, die als Grundlage für die Ausarbeitung der Kapitel 4 und 5 dienten.

Im Rahmen eines zweiten Expert:innenworkshops wurden die Ergebnisse präsentiert und einer erneuten Diskussion und Validierung unterzogen. Basierend auf den Rückmeldungen der Expert:innenrunde wurden schließlich noch einzelne Anpassungen und Überarbeitungen integriert.

Arbeitspaket 4: Stärken-Schwächen-Analyse (Kapitel 6)

Basierend auf den Erkenntnissen aus der Literaturarbeit der vorherigen Arbeitspakete wurde in Kapitel 6 eine Stärken-Schwächen-Analyse durchgeführt. Dabei wurde untersucht, inwiefern die identifizierten Lösungsoptionen effektiv die herausgearbeiteten Herausforderungen adressieren können. Basierend darauf wurde deutlich, welche Herausforderungen besonders relevant sind und welche Herausforderungen nicht ausreichend durch die betrachteten Lösungsoptionen adressiert werden.

Abbildung 1-1: Methodisches Vorgehen für die einzelnen Arbeitspakete



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

3 Der deutsche Stromsektor: Vom heutigen System in eine 100 % EE-Zukunft

3.1 Der deutsche Stromsektor heute

Der Stromsektor in Deutschland ist ein vielschichtiges und sich rasch wandelndes System. Die Krisen der letzten Jahre prägen noch immer die Energiepreise sowie den Energieverbrauch, sodass im Jahr 2023 der Primärenergieverbrauch nach Angaben der AG Energiebilanzen (2023) auf ein Rekordtief von 2997 Terawattstunden (TWh) sank. Die hohen Preise für fossile Energieträger waren dafür verantwortlich, dass der fossile Primärenergieverbrauch um 10 % zurückging (Agora Energiewende 2023). Gleichzeitig konnten die Erneuerbaren Energie ihren Anteil an der Stromerzeugung von 18 % auf 20 % steigern.

Trotz der fortschreitenden Energiewende ist die Stromerzeugungsstruktur in Deutschland nach wie vor von zentralen konventionellen Energieträgern wie Kohle und Gas geprägt. Ihr Anteil an der Stromversorgung ist jedoch rückläufig und beträgt 2023 zusammen nur noch 43,97 % der Netzlast (BNetzA 2024).

Der Anteil der dezentralen EE hingegen erreichte im Jahr 2023 mit 56,03 % an der Netzlast ein Rekordhoch (BNetzA 2024). Die Ursache hierfür ist vor allem im zunehmenden Ausbau zu sehen. Im Jahr 2023 wurden 14,4 Gigawatt (GW) neue Solarkapazität zugebaut und damit die Ausbauziele des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) deutlich übertroffen (Agora Energiewende 2023). Die Windenergie blieb hinter ihren Erwartungen und erreichte lediglich einen Zubau von 2,9 GW. Allerdings ist hier in den kommenden Jahren mit einem starken Wachstum zu rechnen, da die Genehmigungen für neue Windenergieanlagen im Jahr 2023 verdoppelt wurden (Agora Energiewende 2023).

Dieser Wandel der Erzeugerstrukturen führt jedoch auch zunehmend zu Netzengpässen, die aus dem unzureichenden Netzausbau resultieren. Der aktuelle Ausbaustand des Stromnetzes könnte Schwierigkeiten haben, den Bedürfnissen der dezentralen und volatilen Erzeugung gerecht zu werden. Folglich könnte es in Deutschland verstärkt zu Engpässen kommen, wenn große Mengen Strom aus ertragsstarken in verbrauchsstarke Regionen transportiert werden müssen.

Der deutsche Stromsektor befindet sich in einer wichtigen Transformationsphase hin zu einer klimaneutralen Versorgung, wie sie von der Bundesregierung bis spätestens 2045 angestrebt wird (§ 3 Abs. 2 Klimaschutzgesetz (KSG)). Eine frühere Erreichung des 100 % EE-Ziels ist dabei nicht ausgeschlossen. Einzelne Studien halten ein klimaneutrales Stromsystem bereits bis 2035 für realistisch (Agora Energiewende 2022; WWF 2024). Im Folgenden wird jedoch das Jahr 2045 als Referenzjahr betrachtet, da dies den spätesten Zeitpunkt für die Zielerreichung darstellt.

3.2 Der deutsche Stromsektor 2045

Als Grundlage für diese Untersuchung wurden diverse Studien aus Deutschland herangezogen, die mithilfe verschiedener Modelle mögliche Wege hin zu einer klimaneutralen Stromversorgung modelliert haben (dena 2021; Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021; Forschungszentrum Jülich 2021; Fraunhofer ISI 2023). Im Folgenden wird dargelegt, welche Entwicklungen die Studien in Bezug auf den Energiebedarf, die Stromerzeuger, die steuerbaren Kapazitäten und den Wasserstoff prognostizieren.

Energiebedarf:

In den betrachteten Szenarien zeichnet sich der Trend ab, dass der Endenergiebedarf in Deutschland bis zum Jahr 2045 rückläufig ist. In den Prognosen wird dabei von einem Wert zwischen 1.477 TWh und 2.020 TWh ausgegangen (dena 2021; Forschungszentrum Jülich 2021). Diese Entwicklung wird vor allem durch die angenommenen Effizienzgewinne getragen (acatech; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften 2023). Der Begriff der Effizienz bezieht sich in diesem Kontext auf die Verbesserung von Technologien und Prozessen, um den Energiebedarf bei gleicher Anwendung zu reduzieren. Suffizienzeffekte spielen in den Szenarien eine eher untergeordnete Rolle für den Rückgang des Endenergiebedarfs.

Gleichzeitig führt die fortschreitende Elektrifizierung verschiedener Verbrauchssektoren (Sektorenkopplung) zu einer steigenden Nachfrage, was dazu führt, dass Strom als Endenergieträger weiter an Bedeutung gewinnt. Trotz des allgemeinen Rückgangs des Endenergiebedarfs ist bis zum Jahr 2045 ein Anstieg des Bruttostrombedarfs auf bis zu 1.216 TWh zu erwarten (Forschungszentrum Jülich 2021). Dies entspricht einem Wachstum von bis zu 120 % und spiegelt die zentrale Rolle wider, die Strom in einem zukünftigen, dekarbonisierten Energiesektor spielen wird.

Stromerzeuger:

In der aktuellen wissenschaftlichen Diskussion besteht weitgehend Konsens darüber, dass die zukünftige Stromerzeugung in Deutschland maßgeblich durch Wind- und Solarenergie geprägt sein wird. dena (2021) geht davon aus, dass im Jahr 2045 mehr als 80 % des Bruttostrombedarfs allein durch Wind- und Solaranlagen gedeckt werden.

Der Ausbau der Windenergie erfolgt sowohl an Land (Onshore) als auch auf See (Offshore), wobei beide Bereiche signifikant zur Stromversorgung beitragen werden. Die Studie von Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2021) prognostiziert für das Jahr 2045 eine installierte Leistung an Land von 145 GW und auf See von 70 GW. Bei der Photovoltaik (PV) liegt der Fokus vor allem auf Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen, ergänzt durch innovative Konzepte wie Agri-PV oder Floating-PV. Die Studie geht von einer installierten Leistung von 385 GW aus (Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021). Andere EE, wie Wasserkraft und Bioenergie, werden ebenfalls genutzt, spielen jedoch aufgrund ihres begrenzten Ausbaupotenzials sowie Flächenkonkurrenz eine untergeordnete Rolle. Eine wesentliche Voraussetzung für den starken Ausbau von EE-Anlagen ist ihre Rentabilität. Die Refinanzierung muss sichergestellt werden, da sonst Investitionen langfristig ausbleiben.

Steuerbare Kapazitäten:

Die Stromerzeugung aus EE ist fluktuierend und dargebotsabhängig, weshalb sie nicht immer eine verlässliche Stromversorgung gewährleisten können. Gerade in Zeiten der Dunkelflaute, in denen weder Wind noch Sonne zur Stromerzeugung beitragen können, werden die Grenzen der EE deutlich.

Daher müssen sie durch zusätzliche steuerbare Kapazitäten ergänzt werden. Diese dienen als eine Art Backup, um Angebotsschwankungen auszugleichen und eine zuverlässige Energieversorgung zu gewährleisten. Steuerbare Kapazitäten lassen sich unterteilen in Erzeugungseinheiten, Speicher und Nachfrageflexibilität (Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK 2024a).

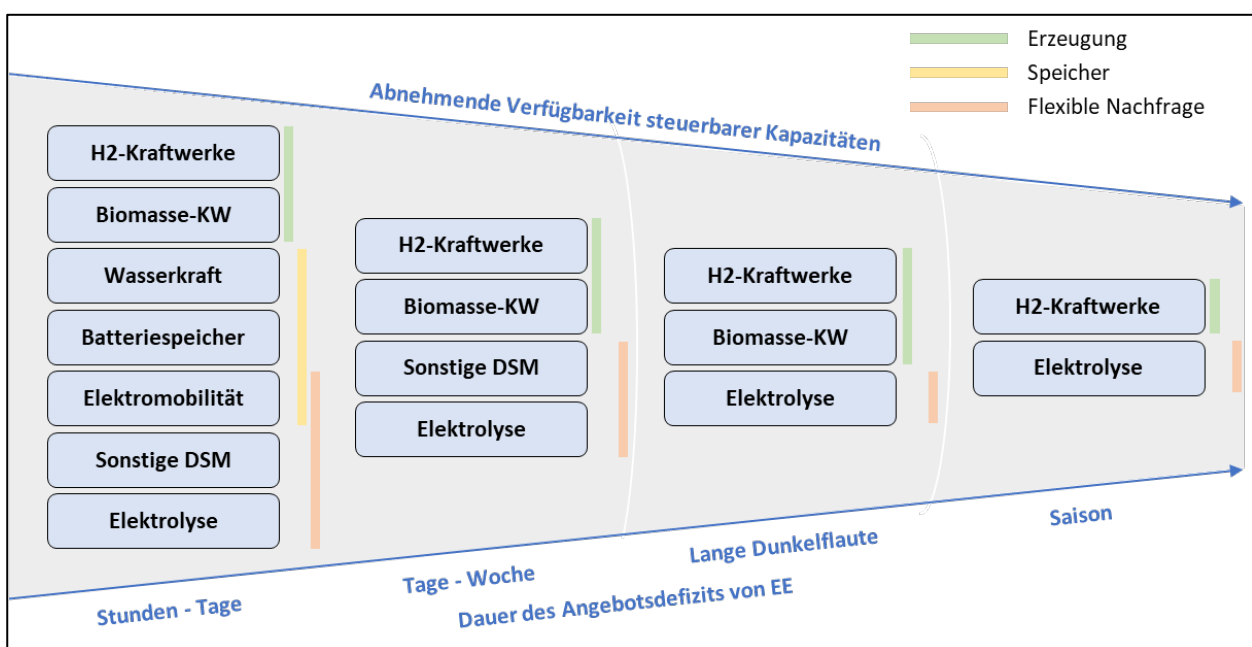
Zu den Erzeugungseinheiten gehören zum größten Teil Wasserstoffkraftwerke, ergänzt durch einen kleineren Anteil an Biomassekraftwerken. Zu den Speichern gehören sowohl

Pumpspeicherkraftwerke als auch Wasserstoffspeicher und Batteriespeicher. Diese spielen besonders eine Rolle für kurzfristige Angebots- oder Nachfrageschwankungen. Sie bieten die Möglichkeit, Strom kurzfristig zu speichern und bei Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen. Gemäß dena (2021) ist in den nächsten Jahren von einem starken Marktwachstum bei Speicherlösungen auszugehen, da technologische Fortschritte und Skaleneffekte zu einer Kostenreduktion und Effizienzsteigerung führen werden.

Ein weiteres wesentliches Element der steuerbaren Kapazitäten stellt das DSM dar. So besteht beispielsweise in der Industrie aufgrund der umfangreichen Möglichkeiten zur Anpassung der Stromnachfrage an Preisschwankungen ein signifikantes Potenzial (dena 2021). Aber auch auf der Haushaltsebene können die vielen kleinteiligen Verbraucher in Form von Elektroautos oder Wärmepumpen zur Flexibilitätsbereitstellung beitragen (Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021). Die verschiedenen steuerbaren Kapazitäten haben unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten, welche von der Dauer ihres Einsatzes und ihrer Kosten abhängig ist, wie in Abbildung 3-1 dargestellt.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist der grenzüberschreitende Stromhandel. Prognosen zufolge wird Deutschland im Jahr 2045 ein Netto-Stromimporteur sein (dena 2021; Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021). Erst nach diesem Zeitpunkt wird die Stromhandelsbilanz voraussichtlich wieder ausgeglichen sein (dena 2021). Dies unterstreicht die Bedeutung eines flexiblen und vernetzten europäischen Strommarktes, welcher eine effiziente Nutzung aller Erzeuger und Flexibilitäten in Europa ermöglicht.

Abbildung 3-1: Einsatzreihenfolge von steuerbaren Kapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Maeding et al. 2023)

Wasserstoff

Abbildung 3-1 verdeutlicht ebenfalls, welche zentrale Rolle grüner Wasserstoff im zukünftigen Stromsystem einnehmen wird. Es wird erwartet, dass der Gesamtbedarf an Wasserstoff in

Deutschland bis zum Jahr 2045 auf zwischen 265 bis 458 Terawattstunden ansteigen wird (Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021; dena 2021).

Die Hauptnutzung von Wasserstoff wird in der Stromerzeugung sowie in der Industrie erwartet. In der Stromerzeugung wird er insbesondere in Kraftwerken zum Einsatz kommen. Hier wird ein Bedarf von bis zu 152 TWh angenommen, was die zentrale Bedeutung von Wasserstoff als stabilisierendes Element im Energiemix unterstreicht (Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021).

In der Industrie wird Wasserstoff sowohl für energetische als auch für nicht energetische Zwecke genutzt. Insbesondere in der Stahl- und Chemieindustrie, die traditionell energieintensive Prozesse aufweisen, wird ein hoher Wasserstoffbedarf erwartet (dena 2021).

Die Herkunft des Wasserstoffs variiert in den verschiedenen Szenarien. In einigen Szenarien wird von einer verstärkten inländischen Produktion ausgegangen (Forschungszentrum Jülich 2021), während der Großteil der Szenarien einen hohen Anteil an importiertem Wasserstoff vorsieht (dena 2021; Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende 2021).

Zusammenfassend zeigen die Szenarien die grundlegenden Veränderungen auf, die für ein dekarbonisiertes Stromsystem notwendig sind. Der Ausbau von EE, insbesondere von Wind- und Solarenergie, stellt einen wesentlichen Faktor der Transformation dar. Im Bereich Netze ist ebenfalls ein umfassender Ausbau erforderlich, um den dezentral erzeugten Strom effizient zu verteilen. Flexibilitäten müssen stärker gefördert und integriert werden, um Schwankungen in der Energieerzeugung auszugleichen. Des Weiteren ist die Bereitstellung steuerbarer Kraftwerke von großer Bedeutung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

3.3 Strommarktdesign in Deutschland

Das Strommarktdesign ist die Grundlage für alle Strukturen und Mechanismen auf dem Strommarkt. Es ist ein komplexes System, das verschiedene Märkte, Akteure und Zeitebenen umfasst. Um eine Wissensgrundlage für die darauffolgenden Kapitel zu bieten, wird im Folgenden zunächst das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland erläutert.

Zur Beschreibung dieses Systems werden zunächst die wichtigsten Akteure betrachtet. Anschließend werden die verschiedenen Märkte dargestellt, auf denen diese Akteure agieren. Abschließend wird die Preisbildung thematisiert, ehe ein kurzer Überblick über die aktuelle Förderpolitik für EE in Deutschland gegeben wird.

3.3.1 Akteure im heutigen Strommarkt

Erzeuger und Versorgungseinrichtungen:

Der wohl wichtigste Bestandteil im Stromsystem sind die Erzeuger, die elektrischen Strom produzieren. In Deutschland sind das sowohl fossile Erzeuger wie Kohle- und Gaskraftwerke als auch erneuerbare Erzeuger, insbesondere Windkraft- und Solaranlagen. Diese Erzeuger unterscheiden sich in vielerlei Hinsicht, beispielsweise in ihrer Kostenstruktur, ihrem Umwelteinfluss, ihrer Flexibilität und Variabilität. Einige Erzeugungseinheiten, insbesondere im Bereich der EE, gehören den Konsument*innen selbst, während die meisten Anlagen im Besitz großer Versorgungseinrichtungen sind.

Einzelhändler:

Einzelhändler bilden die Schnittstelle zwischen dem Großhandels- und dem Einzelhandelsmarkt und verkaufen Strom an Haushaltskund*innen sowie kleinere Verbraucher, den sie zuvor auf dem Großhandelsmarkt erworben haben (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Dabei sind Verträge zwischen Einzelhändlern und Kleinkunden meist statisch, was bedeutet, dass der Strompreis pro Kilowattstunde (kWh) über einen längeren Zeitraum festgelegt wird.

Stromverbraucher:

Stromverbraucher können in Industrie-, Geschäfts- und Privatkunden unterteilt werden (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Viele Industriekunden mit hohem Stromverbrauch handeln direkt am Großhandelsmarkt und sind damit nicht auf Zwischenhändler angewiesen. Andere wiederum verfügen über feste Stromabnahmeverträge mit Erzeugern und handeln folglich meist nicht auf Kurzfristmärkten. Geschäfts- und Haushaltskunden beziehen ihren Strom über die zuvor beschriebenen Einzelhändler oder produzieren ihn teilweise selbst.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):

Die Verantwortung für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau des überregionalen Hochspannungsstromnetzes obliegt in Deutschland den Übertragungsnetzbetreibern. Sie stellen den Stromtransport über weite Strecken sicher und sorgen für die Stabilität des Stromnetzes. Die vier großen ÜNB in Deutschland sind Tennet, 50Hertz, Amprion und TransnetBW. Sie sind jeweils für unterschiedliche Regionen des Landes zuständig.

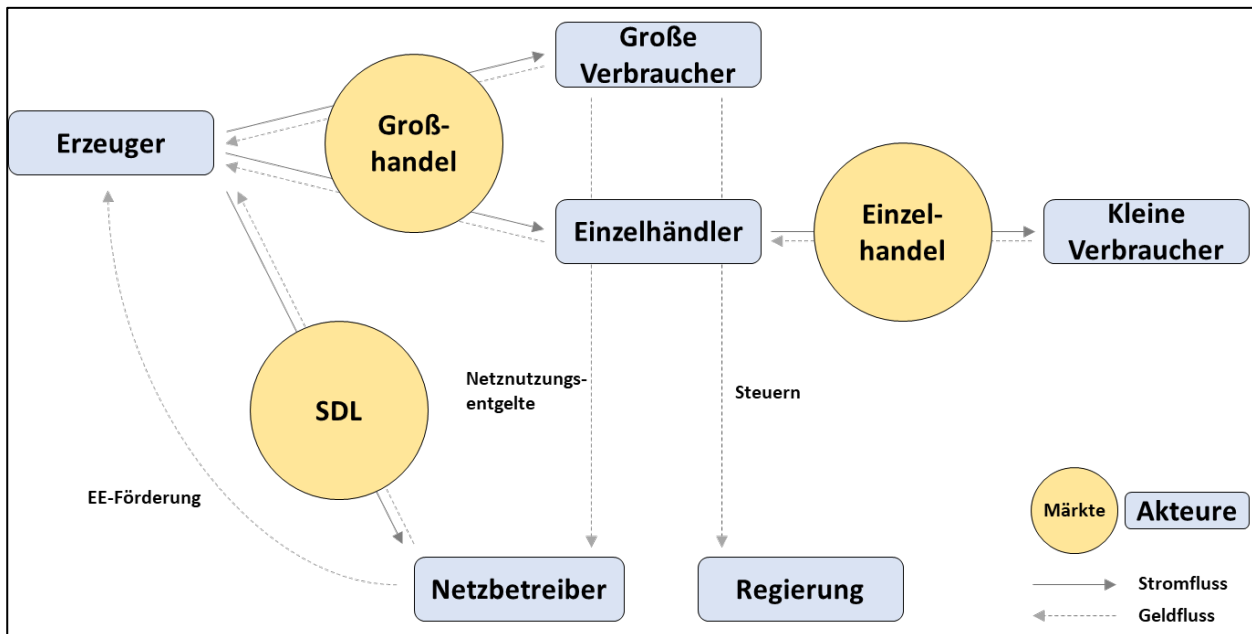
Verteilnetzbetreiber (VNB):

VNB sind für den Betrieb, die Instandhaltung und den Ausbau der lokalen und regionalen Stromnetze verantwortlich. Sie stellen eine direkte Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen und den Haushalten sowie Unternehmen her und sind somit für die sogenannte „letzte Meile“ der Stromversorgung von entscheidender Bedeutung. Die Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung dieser lokalen Netze machen einen nicht geringen Teil der gesamten Stromversorgungskosten aus.

Regierung:

Die deutsche Regierung nimmt ebenfalls eine wichtige Rolle im Gesamtsystem ein. Sie hat direkten Einfluss auf die Kosten- und Nutzenverteilung im Strommarkt und kann Abgaben festlegen sowie verschiedene Komponenten entwerfen, die direkten Einfluss auf die Marktstruktur und -dynamik haben können.

Abbildung 3-2: Das Zusammenspiel von Akteuren und Märkten im deutschen Strommarktdesign



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Hirth 2024)

3.3.2 Märkte

Wie in Abbildung 3-2 ersichtlich, lassen sich im deutschen Strommarktdesign drei übergeordnete Märkte für Strom unterscheiden: der Großhandelsmarkt, der Einzelhandelsmarkt und der Markt für Systemdienstleistungen (SDL). Diese Märkte unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer Produkte, der beteiligten Händler, der Preisstrukturen und der Handelsplattformen.

Großhandelsmärkte:

Auf Großhandelsmärkten werden große Mengen an Strom zwischen Kraftwerken und Einzelhändlern bzw. Industrieabnehmern gehandelt. Diese Märkte umfassen verschiedene Marktsegmente, die sich in ihren Vorlaufzeiten und Handelsplätzen unterscheiden. Zu den Marktsegmenten zählen Spot- und Forwardmärkte, sowie Märkte für Ausgleichsenergie (BNetzA o.J.). Spotmärkte dienen dem physischen Kauf oder Verkauf von elektrischem Strom, wobei der Handel meist auf Handelsplattformen und mit kurzen Vorlaufzeiten erfolgt. Der Day-Ahead- (Spot-) Markt stellt den bedeutendsten deutschen Großhandelsmarktplatz dar und organisiert den Handel in Form von Auktionen mit einem Vorlauf von 12 bis 36 Stunden für jede Stunde des folgenden Tages (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Im Rahmen dessen werden Angebots- und Nachfragegebote zu einem Zeitpunkt gesammelt und abgeglichen. Intraday- (Spot-) Märkte bieten kontinuierlichen Stromhandel am Tag der Lieferung sowie bis zu fünf Minuten vor der Lieferung. Sie dienen in erster Linie dazu, kurzfristige Schwankungen in Angebot und Nachfrage auszugleichen und eine effiziente sowie flexible Anpassung an die aktuellen Marktsituationen zu ermöglichen.

Neben Spotmärkten existieren Forwardmärkte, auf denen mit langen Vorlaufzeiten von zwei Tagen bis zu mehr als fünf Jahren gehandelt werden kann. Forwardmärkte, welche häufig auch als Terminmärkte bezeichnet werden, ermöglichen es Erzeugern und Verbrauchern, einen Teil ihrer

Mengen- und Preisrisiken abzusichern, indem sie rein finanzielle Future- oder Forward-Verträge über Strombörsen oder Over-the-counter (OTC) abschließen.

Ein weiteres Segment sind die Märkte für Ausgleichsenergie, welche von den ÜNB in den jeweiligen Regionen betrieben werden, um Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage nahezu in Echtzeit auszugleichen (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023).

Die folgende Abbildung 3-3 veranschaulicht die verschiedenen Laufzeiten der einzelnen Marktsegmente des Großhandelsmarkts und ordnet sie auf einem Zeitstrahl bis zum Lieferzeitraum ein.

Abbildung 3-3: Zeitliche Darstellung der einzelnen Marktsegmente im deutschen Strommarktdesign



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Hirth 2024)

Einzelhandelsmärkte:

Im Vergleich zu Großhandelsmärkten werden auf Einzelhandelsmärkten, kleinere Strommengen gehandelt. Sie dienen als Bindeglied zwischen kleinen Verbrauchern und den Einzelhändlern.

Die Preisstruktur auf diesen Märkten unterscheidet sich ebenfalls von der auf Großhandelsmärkten. Im Jahr 2023 betrug der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden 45,19 Cent/kWh (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; BNetzA 2023). Der Preis setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Der größte Anteil entfällt auf die Beschaffung, den Vertrieb und die Gewinnmarge, wobei hier 23,59 Cent/kWh zu verzeichnen sind. Der zweitgrößte Anteil entfällt auf Steuern, weitere Abgaben und Umlagen mit 12,25 Cent/kWh. Die verbleibenden 9,35 Cent/kWh stellen Netzentgelte dar, welche an die ÜNB und VNB für die Nutzung ihrer Netze entrichtet werden. Ähnlich wie die Großhandelsmärkte sind auch die Einzelhandelsmärkte liberalisiert.

Märkte für Systemdienstleistungen:

SDL sind Dienste, die von Marktteilnehmern bereitgestellt werden, um die Stabilität, Zuverlässigkeit und Qualität der Stromversorgung in Deutschland zu gewährleisten. Zu den Marktteilnehmern zählen auf der Angebotsseite Erzeuger und Flexibilitäten, während auf der Nachfrageseite die ÜNB stehen. Die gehandelten Produkte lassen sich den Bereichen Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau zuordnen (dena 2017). Im Gegensatz zu den anderen beiden Märkten ist der Markt für SDL stark reguliert, und lediglich die Beschaffung von Reserveleistung im Rahmen der Frequenzhaltung wird marktlich koordiniert (EWK 2023).

In Deutschland werden für die Frequenzhaltung im Stromnetz hauptsächlich drei Arten von Regelenergieprodukten gehandelt. Dazu gehört die Primärregelleistung (Frequency Containment Reserve, FCR), die automatisch und innerhalb von 30 Sekunden nach Aktivierung auf Frequenzabweichungen reagiert. Das zweite Produkt ist die Sekundärregelleistung (Automatic Frequency Restoration Reserve aFRR), welche innerhalb von fünf Minuten verfügbar sein muss, um die Frequenzstabilität zu gewährleisten und die Primärregelung zu unterstützen. Als drittes Produkt gibt es die Minutenreserve (manually Frequency Restoration Reserve mFRR), welche meist nach 15 Minuten verfügbar sein muss (Hirth 2024).

Diese Produkte werden auf speziellen Märkten für Regelenergie gehandelt und stellen eine wesentliche Voraussetzung für die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Stromangebot und -nachfrage dar, wodurch eine konstante Netzfrequenz von 50 Hz gewährleistet werden kann.

Bei der Betriebsführung stellt der Redispatch das wichtigste Instrument dar (dena 2017). Der Redispatch ist ein Prozess im Stromnetzmanagement, bei dem Netzbetreiber gezielt Eingriffe in die Fahrpläne von Kraftwerken vornehmen, um Netzengpässe zu vermeiden und die Stabilität sowie Zuverlässigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten. Im Jahr 2022 wurde das Verfahren zu Redispatch 2.0 weiterentwickelt, wobei das Einspeisemanagement in den Redispatchprozess integriert wurde. Außerdem wurden EE, welche eine Leistung größer 100 kW haben neu in den Prozess zur Netzengpassbewältigung mit aufgenommen. Ursprünglich wurde hierfür hauptsächlich auf konventionelle Großkraftwerke zurückgegriffen. Der erweiterte Anwendungsbereich diente dazu, die Netzstabilität zu verbessern, indem Engpässe im Stromnetz effizienter und präziser behoben werden.

3.3.3 Strompreisbildung

Im Folgenden wird die Preisbildung auf den deutschen Spotmärkten für Strom betrachtet, wobei insbesondere der Handel über Strombörsen von Relevanz ist.

Bei der Preisbildung im Day-Ahead-Markt kommt das Merit-Order-Prinzip zur Anwendung. Dieses Prinzip ordnet die verfügbaren Kraftwerke nach ihren Grenzkosten. Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten, wie EE, werden zuerst eingesetzt, während teurere, meist auf fossilen Brennstoffen basierende Kraftwerke erst dann hinzugezogen werden, wenn die Nachfrage das Angebot der günstigeren Erzeuger übersteigt (DIW Berlin 2022).

Die Preisbildung erfolgt über eine Einheitspreisauktion. Im Rahmen der Angebotsabgabe definieren Erzeuger den Preis pro Megawattstunde (MWh), zu dem sie bereit sind, Strom zu liefern. Diese Angebote werden zusammen mit den Nachfragegeboten gesammelt. Anschließend wird ein Marktpreis ermittelt, bei dem Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind. Dieser Preis gilt einheitlich für alle gehandelten Mengen, unabhängig von den individuellen Gebotspreisen.

Im Intraday-Handel wird der Preis dagegen anders gebildet. Im Gegensatz zum vorher beschriebenen Verfahren wird hier der Preis für jede gehandelte Strommenge individuell festgelegt. Grundlage hierfür sind die spezifischen Gebote der Marktteilnehmer. Man spricht daher auch vom „Pay-as-bid“- bzw. „Gebotspreis“-Verfahren. (DIW Berlin 2022)

3.3.4 EEG-Förderungen

Im Jahr 2000 begann der Aufstieg der EE in Deutschland mit der Einführung des EEGs. Dieses hatte das Ziel EE konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Erzeugern zu machen und damit den CO2-

Ausstoß im Stromsektor zu reduzieren. Um das zu erreichen, erhielten EE eine über den Markt hinausgehende finanzielle Absicherung durch den Staat, um Kostennachteile gegenüber der konventionellen Stromerzeugung auszugleichen (CES; Ifo Institute 2014).

Der aktuelle EEG-Mechanismus basiert für die zentralen Erzeugungstechnologien auf der gleitenden Marktprämie (§§ 20, 23 und 23a EEG). Ein wesentlicher Unterschied zu früheren Fördermechanismen besteht darin, dass die Erzeuger nicht länger eine feste Einspeisevergütung für ihren Strom erhalten. Stattdessen nehmen sie am Strommarkt teil, indem sie ihren Strom am Spotmarkt verkaufen und erhalten zusätzlich zu den Markterlösen eine Marktprämie. Diese Prämie wird als Differenz zwischen einem festgelegten Preis und dem tatsächlichen durchschnittlichen Spotmarktpreis berechnet.

Dieser festgelegte Preis, auch anzulegender Wert genannt, wird in einem Gebotsverfahren der Bundesnetzagentur ermittelt, basierend auf der installierten Leistung und einem Gebotswert pro kWh. Für den Fall, dass die Spotmarktpreise negativ sind, wird die Förderung für diesen Zeitraum ausgesetzt (2023: vier aufeinanderfolgenden Stunden; 2024 und 2025: drei Stunden; 2026: zwei Stunden; ab 2027: eine Stunde) (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Diese Regelung gilt jedoch nur für Neuanlagen unter dem EEG 2023. Liegen die Spotmarktpreise über dem anzulegenden Wert, beträgt die Marktprämie 0 ct/kWh. Mehrerlöse werden dabei nicht abgeschöpft.

Kleinere Anlagen, die meist auf Haushaltsebene betrieben werden, erhalten nach dem EEG feste Einspeisevergütungen gemäß § 48 EEG. Da sie systemisch nur einen geringen Teil der installierten Gesamtleistung an EE ausmachen, liegt der Fokus in dieser Arbeit eher auf größeren Anlagen.

3.4 Allgemeine Grundsätze für ein zukünftiges Strommarktdesign

Im Folgenden werden die grundlegenden energiepolitischen Ziele betrachtet, die für die Entwicklung eines zukünftigen Strommarktdesigns von zentraler Bedeutung sind. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert in § 1 (1) als Ziel eine „[...] sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität [...]“. Darauf basierend kann ein energiepolitisches Fünfeck definiert werden, welches im Folgenden kurz erläutert werden soll.

Wirtschaftlichkeit:

Die Wirtschaftlichkeit im Strommarkt ist definiert als die Minimierung der Kosten für die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom, um diesen für die Endverbraucher:innen erschwinglich zu machen (Lynch et al. 2021). Das Strommarktdesign muss schließlich Marktbedingungen schaffen, die einen fairen Wettbewerb gewährleisten und gleichzeitig notwendige Investitionen fördern (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023).

Umweltverträglichkeit:

Umweltverträglichkeit erfordert eine Gestaltung des Strommarktes, die negative Auswirkungen auf die Umwelt minimiert. Dabei geht es nicht nur um die Auswirkungen in Form von CO₂-Emissionen, sondern auch um andere Faktoren wie Gesundheitsschäden, Materialschäden und Ernteverluste (Pittel 2012). Das Strommarktdesign sollte Technologien und Praktiken begünstigen, die diese negativen Auswirkungen minimieren.

Versorgungssicherheit:

Versorgungssicherheit im Strommarkt bedeutet die Gewährleistung einer zuverlässigen und kontinuierlichen Energieversorgung ohne nennenswerte Unterbrechungen. Dies impliziert, dass das Elektrizitätssystem sowohl technische als auch politische Risiken abdecken muss, um die Versorgung nicht zu gefährden (Pittel 2012).

Soziale Gerechtigkeit:

Soziale Gerechtigkeit bezeichnet das Ziel der Gerechtigkeit, welches insbesondere durch die Aspekte der sozialen Gerechtigkeit und der gerechten Verteilung von Kosten und Nutzen der Energiewende definiert wird. Das Stromsystem fördert demnach eine ausgewogene Lastenverteilung, sodass nicht nur bestimmte Gruppen die Kosten tragen oder von den Vorteilen profitieren (Germanwatch e.V.; Öko-Institut e.V.; Wissenschaftszentrum Berlin; Universität Leipzig 2022; Lynch et al. 2021).

Innovation und Technologie:

Die Förderung von Innovationen und die Anwendung neuer Technologien sind für einen zukunftsorientierten Strommarkt ebenfalls von Bedeutung. Dazu gehören beispielsweise die Entwicklung und Integration fortschrittlicher Energiespeicherlösungen oder sonstige innovative Instrumente, die die Bedürfnisse und Herausforderungen des Strommarktes adressieren.

4 Herausforderungen für ein 100 % EE-Stromsystem

Das vorangehende Kapitel gibt einen Überblick über die Zielsetzung des deutschen Stromsystems, spätestens bis zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Das Strommarktdesign bildet das Rahmenwerk, innerhalb dessen ein solches System funktionieren kann. Das gegenwärtige Strommarktdesign in Deutschland sieht sich bei der Umsetzung eines solchen Systems jedoch mit signifikanten Herausforderungen konfrontiert. Diese Herausforderungen und die damit verbundenen Aspekte werden im folgenden Kapitel beschrieben. Zur besseren Strukturierung der Herausforderungen erfolgt eine Kategorisierung in drei Schlüsselbereiche: Dispatch, Investitionen und Lokalisierung. Die Reihenfolge der Herausforderungen gibt dabei keine Auskunft über die Relevanz. Diese wird erst in Kapitel 6 genauer betrachtet.

4.1 Dispatch

4.1.1 Großhandelsmärkte und Einsatzsignale

Großhandelsmärkte nehmen einen erheblichen Einfluss auf den Dispatch, da sie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung festlegen. Der Day-Ahead-Markt spielt eine zentrale Rolle, da er die Preisbildung und Mengenfestlegung für den Stromhandel am Vortag ermöglicht. Der Intraday-Markt ergänzt den Prozess, indem er kurzfristige Anpassungen erlaubt, um auf Schwankungen in Angebot und Nachfrage zu reagieren. Ein effizienter Dispatch ist folglich auf gut funktionierende Großhandelsmärkte angewiesen. Allerdings ergeben sich im Bereich der Großhandelsmärkte verschiedene Herausforderungen, die im Folgenden näher betrachtet werden.

Herausforderung 1: Gebotsformate

Die Art und Weise, wie Marktteilnehmer Strom auf dem Day-Ahead-Markt anbieten, ist vom Gebotsformat abhängig. In Deutschland ist das gängigste Gebotsformat, das Preis-Mengen-Paar (Single Bid). Dabei bietet ein Kraftwerk für jede Stunde des Folgetages eine bestimmte Strommenge zu einem bestimmten Preis an (Richstein et al. 2020). Neben diesen Single Bids, haben Kraftwerke auch die Möglichkeit, Blockgebote abzugeben. Blockgebote sind Gebote, die sich nicht auf einzelne Stunden, sondern auf mehrere aufeinanderfolgende Stunden beziehen. Die deutsche Strombörse für den Spotmarkt EpeX Spot bietet verschiedene Ausprägungen von Blockgeboten an, mit denen Kraftwerke ihre Betriebsbedingungen teilweise in ihren Geboten abbilden können. So gibt es beispielsweise Curtailment Blocks, die entweder vollständig ausgeführt oder vollständig abgelehnt werden können, sowie Linked Blocks, die miteinander verbunden sind und deren Ausführung von der Ausführung des jeweils anderen Blocks abhängt. Darüber hinaus sind Big Blocks, Loop Blocks oder Exclusive Blocks zu nennen (EPEX SPOT SE 2022).

Richstein et al. (2020) haben festgestellt, dass die in Deutschland vorherrschenden Gebotsformate mit Single Bids und Blockgeboten, zu einem ineffizienten Dispatch führen und Erzeuger im Nachhinein mit suboptimalen Marktergebnissen konfrontieren. Kostenstrukturen werden in Form von einteiligen Geboten kommuniziert. Die Marktteilnehmer müssen folglich verschiedene Kostenkomponenten zu einem Parameter aggregieren, wodurch ein weniger detaillierter Ausdruck der Wirtschaftlichkeit möglich ist (Kopernikus Projekte 2021). Für ein vollständig erneuerbares Stromsystem in Deutschland könnten erweiterte Gebotsformate große Effizienzgewinne bringen. Insbesondere mit Blick auf den hohen Anteil an Speichertechnologien wird es wichtig sein, auch deren Bedürfnisse zu berücksichtigen und Hemmnisse für deren Integration zu beseitigen (Gallego 2018).

Allerdings weisen die aktuellen Gebotsformate nicht nur auf der Angebotsseite Defizite auf. Auch die Nachfrageseite hat unzureichende Möglichkeiten, mit ihren Geboten verfügbare Flexibilitäten darzustellen (Cramton 2017; Newbery et al. 2018). Aus diesem Grund wird die Ansicht von Kopernikus Projekte (2021) geteilt, dass handelbare Produkte auf der Nachfrageseite eine bessere Ausprägung der Flexibilität ermöglichen sollten.

Herausforderung 2: Extreme Strompreise

Eine weitere Herausforderung im Kontext der Großhandelsmärkte sind extreme Strompreisschwankungen, die ohne entsprechende Gegenmaßnahmen auftreten können. Diese Schwankungen äußern sich sowohl in negativen als auch in extrem hohen Preisen (Lynch et al. 2021).

Negative Preise können in einem vollständig erneuerbaren System vor allem durch ein Überangebot aufgrund hoher Erzeugung und geringer Nachfrage entstehen, verschärft durch das Vorhandensein unflexibler Erzeuger. Regulatorische Rahmenbedingungen wie Förderzahlungen oder Mindestabnahmeverpflichtungen können zusätzlich unflexibles Verhalten der Erzeuger fördern, da Anreize fehlen, auf Preissignale zu reagieren. So können es Förderzahlungen daher für einige EE-Anlagen finanziell attraktiv machen, auch bei negativen Preisen Strom zu erzeugen und einzuspeisen (Lynch et al. 2021).

In Deutschland wurde allerdings mit § 51 Abs. 1 EEG 2021 bereits eine Regelung eingeführt, welche die Zahlung der Marktprämie aussetzt, sobald der Strompreis für mindestens vier Stunden am Stück negativ ist. Dieser Zeitraum wird jährlich reduziert, was langfristig zu einer Behebung des Problems führen könnte.

Andererseits kann es auch zu extrem hohen Preisen an den Handelsmärkten kommen. Dies ist dann der Fall, wenn das Stromangebot gering und die Nachfrage hoch ist, wie es beispielsweise während einer Dunkelflaute der Fall sein kann. Kann eine solche Situation nicht durch Nachfrageflexibilität oder Speicher ausgeglichen werden, müssen teurere Alternativen wie Wasserstoffkraftwerke eingesetzt werden.

Aus Perspektive der Verbraucher:innen können extreme Preisspitzen eine signifikante Belastung darstellen. (Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband 2023). Allerdings sind sie ein normales Verhalten eines Handelsmarktes. Außerdem sind sie wichtig, um flexibles Verhalten zu fördern (Thomaßen et al. 2022). Dennoch ist es erforderlich, einen gewissen Verbraucher:innenschutz zu gewährleisten.

Herausforderung 3: Mangelnde Durchlässigkeit zwischen Märkten

Wie bereits in Kapitel 3.3.2 dargelegt, lassen sich im Stromsystem verschiedene Märkte unterscheiden. Dazu gehören Märkte für den Handel mit Strom (Day-Ahead, Intraday, (Ausgleichsenergie)) sowie Märkte zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Form des Regelenenergiemarkts. Eine Herausforderung für das zukünftige Strommarktdesign besteht in der Integration und Koordination der verschiedenen Marktmechanismen, um einen effizienten Dispatch der Stromerzeugung zu gewährleisten (MacGill und Esplin 2020).

Die effektive und flexible Interaktion zwischen verschiedenen Marktsegmenten wie dem Day-Ahead-Intraday- und Regelenenergiemarkt sowie den Bilanzkreisen ist wichtig, da eine mangelnde Durchlässigkeit zwischen den Märkten zu Ineffizienzen führen kann, indem sie die optimale Allokation von Energiequellen und die Anpassung an sich ändernde Angebots- und

Nachfragebedingungen behindert. Beispielsweise sollte es möglich sein, dass Regelenergie, wenn sie nicht benötigt wird, im Bilanzkreismanagement oder im Intraday-Markt eingesetzt werden kann und nicht im Regelkreis gebunden ist.

In den letzten Jahren haben sich bereits gewisse Veränderungen ergeben, die die Durchlässigkeit zwischen den Märkten verbessert hat. Exemplarisch sei hier die Harmonisierung der europäischen Regelenergiemärkte genannt, welche eine Verbesserung der Durchlässigkeit zwischen den Märkten zur Folge hatte. Mit der Einführung eines Regelarbeitsmarktes ist es nun für alle präqualifizierten Anbieter diskriminierungsfrei möglich, Regelenergie an einem Regelarbeitsmarkt anzubieten. Darüber hinaus wird der Wechsel zwischen dem Regelarbeitsmarkt und anderen Märkten geöffnet. Ist der von den ÜNB ausgeschriebene Regelenergiebedarf am Regelarbeitsmarkt gedeckt, werden die nicht benötigten „überschüssigen“ Gebote durch den ÜNB zur weiteren Vermarktung freigegeben. Die Anbieter können daraufhin ihre überschüssige Flexibilität am Intraday-Markt oder anderweitig vermarkten (Lehmbruck und Sperling 2019). In Zukunft ist die Entwicklung und Integration weiterer solcher Mechanismen hilfreich, um das Stromsystem mit 100 % EE noch effizienter zu gestalten.

4.1.2 Systemdienstleistungen

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die Großhandelsmärkte als ein Schlüsselement für einen effizienten Dispatch betrachtet. Gleichzeitig nehmen SDL eine zentrale Rolle bei der Stabilisierung und Sicherstellung der Netzzuverlässigkeit ein und beeinflussen damit ebenfalls maßgeblich die Effizienz des Dispatches. Insbesondere vor dem Hintergrund eines vollständig erneuerbaren Stromsystems, nimmt die Bedeutung von SDL zu und resultiert in der folgenden Herausforderung 4.

Herausforderung 4: Mit Zunahme der variablen EE steigt der Bedarf an SDL

Die Stromerzeugung aus EE ist aufgrund der starken Wetterabhängigkeit volatil und nur schwer exakt prognostizierbar. Dies kann zu Instabilitäten im Stromnetz führen, die durch SDL wie Regelenergie ausgeglichen werden müssen. In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem könnte daher der Bedarf an SDL deutlich ansteigen. (Bobinaite et al. 2018; Klessmann et al. 2008; Lynch et al. 2021). Dieser Effekt wird zusätzlich durch den Rückgang der Systemträgheit verstärkt (Bobinaite et al. 2018). Systemträgheit beschreibt die Fähigkeit eines Stromnetzes, Belastungen oder Störungen zu absorbieren, ohne dass es zu schwerwiegenden Auswirkungen auf die Netzstabilität kommt. Das bisherige System wird maßgeblich durch Synchrongeneratoren geprägt, die aufgrund ihrer Trägheit eine schnelle Primärreaktion ermöglichen (Lynch et al. 2021). Wind- und Solarenergie wird über leistungselektronische Geräte in das Netz integriert, wodurch sie nicht zur Systemträgheit beitragen. Dies führt zu einer Verschlechterung der Frequenzstabilität (Doherty et al. 2010).

4.1.3 Koordination von Flexibilitätsoptionen

Wie bereits dargelegt, stellt die Variabilität der Erzeugung aus EE eine Herausforderung für die Sicherheit und Stabilität des Stromsystems dar. Um dieser Herausforderung zu begegnen, ist ein umfassender Ausbau an Flexibilitäten unerlässlich, der sich nicht nur auf die Nachfrageseite beschränkt, sondern ebenso die Erzeugungsseite, systemübergreifende Aspekte und die Anpassung regulatorischer Rahmenbedingungen umfasst. Der zukünftige Bedarf an Flexibilität im Strommarktdesign wird daher deutlich zunehmen, wobei verschiedene Akteure wie die Industrie, gewerbliche Verbraucher, Haushalte sowie Erzeuger von EE einen Beitrag leisten können.

Herausforderung 5: Koordination von Flexibilität

Flexibilitätsressourcen wie lastseitige Flexibilität (DSM), Energiespeicher und flexible Erzeugung haben unterschiedliche technische Eigenschaften und Betriebsanforderungen. Daher bedarf es einer effizienten Koordination, um ihre Potenziale bestmöglich zu nutzen.

Diese Herausforderung wird durch die Notwendigkeit einer schnellen Reaktion auf Schwankungen in der Stromerzeugung und -verbrauch, die Integration verschiedener Akteure im Strommarkt und die geografische Verteilung der Flexibilitätsressourcen verstärkt. Eine effektive Koordination erfordert daher Prognosetools, Echtzeit-Datenanalyse und eine enge Zusammenarbeit zwischen allen Marktakteuren, einschließlich Kraftwerksbetreibern, Verbraucher:innen und Betreibern von Energiespeichern.

Der Einsatz von Flexibilitäten kann unterschiedliche Zwecke erfüllen. In dieser Studie wird zwischen einem marktdienlichen und einem netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten unterschieden. Der marktdienliche Einsatz bezieht sich auf die Nutzung von Flexibilitätskapazitäten zur Reaktion auf Preisänderungen mit dem Ziel wirtschaftliche Vorteile zu generieren. Ein Beispiel für den marktdienlichen Einsatz ist die Erhöhung der Produktion von Energieerzeugern mit flexiblen Kapazitäten bei hohen Preisen und deren Reduktion bei niedrigen Preisen. Der netzdienliche Einsatz hingegen zielt auf die Aufrechterhaltung der Netzstabilität und -zuverlässigkeit ab. Hierbei wird Flexibilität eingesetzt, um physikalische Herausforderungen im Stromnetz, wie Spannungsschwankungen und Überlastung, zu managen. Dies umfasst beispielsweise Maßnahmen zur Frequenzhaltung und zur Vermeidung von Netzengpässen.

Die Herausforderung besteht folglich darin, verschiedene Flexibilitätsressourcen im Stromsystem effizient zu koordinieren, um auf dynamische Marktanforderungen und kritische Netzbedingungen reagieren zu können. Dabei ist sowohl der markt- als auch der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten zu berücksichtigen.

4.2 Investitionen

Der Zubau von EE, insbesondere Wind- und Solarenergie, werden ausschlaggebend sein für das Gelingen der vollständigen Energiewende. Gleichzeitig bedarf es auch einen Ausbau an steuerbaren Kapazitäten wie einlastbaren Kraftwerke und Flexibilitätstechnologien.

Diese Anforderungen erhöhen den ohnehin hohen Investitionsbedarf für das zukünftige Stromsystem. Die Finanzierung dieser Investitionen, die zu einem großen Teil von der Privatwirtschaft getragen werden müssen, erfordert einen robusten Marktrahmen (Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband 2023). Dieser Marktrahmen sollte starke Investitionssignale setzen, die sowohl Wind-, Solar- und weitere EE-Technologien als auch Speicher, Nachfrageanpassung und einlastbare Kraftwerke umfassen (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Zudem muss sichergestellt werden, dass die Kosten des Stromsystems fair verteilt (vgl. 3.4) und das System effizient betrieben wird.

Herausforderung 6: Investitionen in erneuerbare Energien

Das im Jahr 2000 in Deutschland eingeführte EEG stellt einen wesentlichen Meilenstein in der deutschen Energiepolitik dar. Das primäre Ziel des Gesetzes bestand in der Erhöhung des Anteils an EE im deutschen Strommix sowie in der Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen

und Kernenergie. Vor der Einführung des EEG war der Anteil an EE am deutschen Strommix gering und die Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen vergleichsweise kostspielig (CES; Ifo Institute 2014). Das EEG sollte diese Kosten durch feste Einspeisevergütungen für EE-Projekte ausgleichen und Investitionen in die Technologien fördern. EE-Anlagenbetreiber erhielten eine über einen bestimmten Zeitraum garantierte, feste Vergütung für ihren Strom. Diese überdurchschnittlichen Vergütungen gewährleisteten Investoren eine sichere Rendite und minimierten das Risiko von Investitionen. Im Laufe der Zeit wurde das Vergütungsmodell weiterentwickelt, was schließlich zu den aktuellen Vergütungsstrukturen führte, wie sie in Abschnitt 3.3.4 beschrieben sind.

Diese Subventionen bewirkten in den letzten Jahren signifikante Veränderungen in der Entwicklung von EE in Deutschland, insbesondere bei der installierten Kapazität von Wind- und Solarenergie (UBA 2024). Die Förderung der EE hat dazu geführt, dass diese mittlerweile zu den kostengünstigsten Energieformen zählen und zur Reduzierung der Stromkosten im aktuellen System beitragen. Aufgrund dieser niedrigen Kosten besteht allerdings langfristig die Gefahr, dass EE „Opfer ihres eigenen Erfolgs“ werden. In diversen Studien wurde bestätigt, dass variabler EE-Strom mit kurzfristigen Grenzkosten von 0 Cent/kWh die Strompreise auf ein sehr niedriges Niveau senkt (Hirth 2013; Klessmann et al. 2008; Lynch et al. 2021). Dieses Phänomen wird als Effekt der Preiskannibalisierung bezeichnet. In einem von EE dominierten System bestehen daher Bedenken, dass das Strompreisniveau so sehr sinkt, dass die Marktwerte von EE unter den LCOE liegen könnten. Dies könnte die zukünftige Rentabilität von EE gefährden.

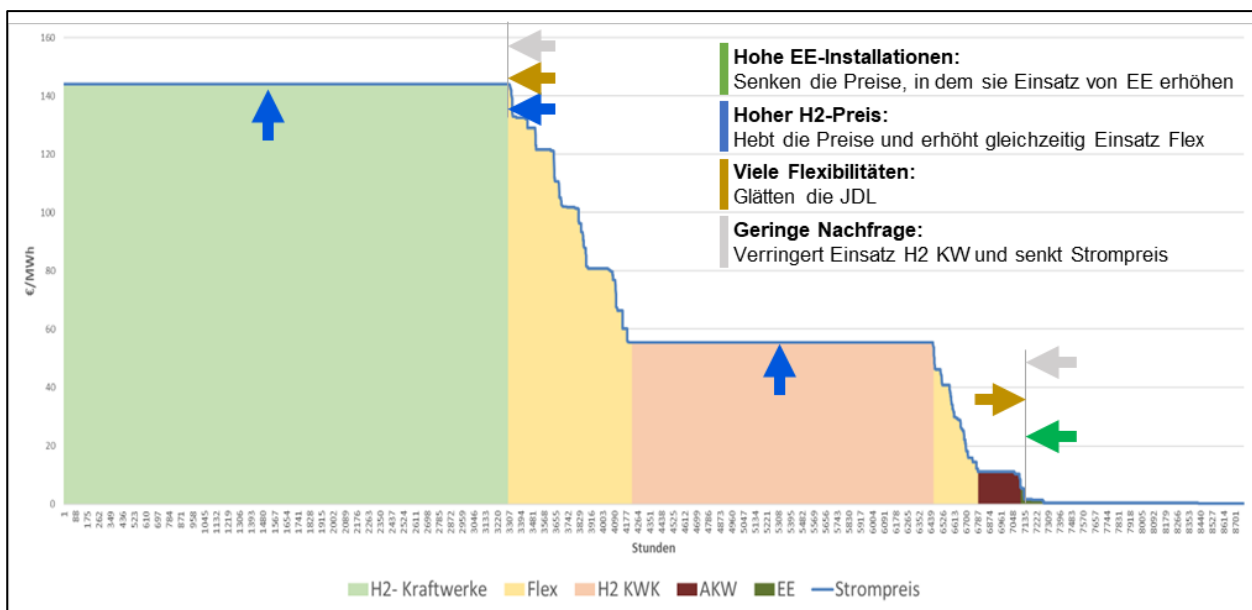
Die zukünftige Entwicklung des Strompreises ist jedoch mit sehr großen Unsicherheiten behaftet. Im Rahmen der Bearbeitung dieser Studie wurde dieser Frage in einem kurzen thematischen Deep Dive nachgegangen. Dafür konnte auf verschiedene Stromsystemmodellierungen für das Jahr 2045 des Öko-Instituts zurückgegriffen werden. Anhand dieser Daten konnte untersucht werden, welche Parameter den zukünftigen Strompreis beeinflussen werden. Im Rahmen der Untersuchung konnten folgende primäre Einflussfaktoren identifiziert werden:

1. **Brennstoffkosten im Ausland:** Die Tatsache, dass Deutschland Bestandteil des Europäischen Verbundnetzes ist, und dass im Ausland auch im Jahr 2045 teilweise noch fossile Brennstoffe zulässig sein werden, impliziert, dass auch ein Teil des deutschen Strommixes aufgrund von Importen fossil sein wird. Dadurch beeinflussen die Brennstoffkosten von fossilen Primärenergieträgern auch die Strompreise in Deutschland.
2. **CO₂-Preis:** Der CO₂-Preis beeinflusst die Höhe der Kosten für importierten Fossilstrom. Ab einer bestimmten Höhe führt er dazu, dass fossile Erzeuger aus der Merit-Order verschwinden und stattdessen verstärkt Wasserstoffkraftwerke zum Einsatz kommen.
3. **EE-Installationen:** Umso mehr EE-Anlagen installiert sind, desto stärker kann der Bedarf durch sie gedeckt werden und desto niedriger ist der durchschnittliche Strompreis.
4. **Wasserstoffpreis:** Der Wasserstoffpreis definiert die Höhe der Grenzkosten eines Wasserstoffkraftwerks. Da Wasserstoffkraftwerke häufig die Grenzkraftwerke in der Merit-Order darstellen werden, hat der Preis einen direkten Einfluss auf das durchschnittliche Strompreisniveau.
5. **Flexibilitäten:** Die Verfügbarkeit von Flexibilitäten kann sowohl einen strompreissenkenden (positive Flexibilitäten), als auch einen strompreishebenden (negative Flexibilitäten) Effekt haben.

6. **Nachfrage:** Eine geringe Nachfrage führt zu einer Reduzierung des Bedarfs an Wasserstoffkraftwerken und somit zu einer Verringerung des Strompreises. Eine hohe Nachfrage wirkt hingegen entgegengesetzt.
7. **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):** KWK erhöht die installierte Leistung im System und senken damit die Stromnachfrage, da im Gegenzug weniger Wärmepumpen benötigt werden.
8. **Kuppelkapazität:** Die Kuppelkapazität stellt einen entscheidenden Faktor für die effiziente Nutzung von Kraftwerksleistungen aus dem Ausland dar und hat somit einen signifikanten Einfluss auf den Strompreis.
9. **Netzausbau:** Der Netzausbau kann den Strompreis senken, indem er Netzengpässe reduziert und einen effizienten Transport von Strom ermöglicht.
10. **Regulatorische Eingriffe:** Regulatorische Eingriffe durch den Staat können ebenfalls die Strompreise in beide Richtungen beeinflussen.

Die Wirkprinzipien der Einflussfaktoren drei bis sechs werden in Abbildung 4-2 an einer exemplarischen Jahresdauerlinie (JDL) für 2045 dargestellt. Der CO₂-Preis wurde für den Modelllauf sehr hoch angesetzt, sodass fossile Kraftwerke aus der Merit-Order verschwinden. Aus diesem Grund hat der Einflussfaktor 1 hier auch keinen Einfluss.

Abbildung 4-1: Exemplarische JDL zur Darstellung der Wirkweise verschiedener Einflussfaktoren auf den Strompreis



Quelle: eigene Darstellung

Dieser kurze Exkurs in die Dynamik der Strompreisbildung verdeutlicht die Komplexität, die durch die Vielzahl an Einflussfaktoren entsteht und somit die Prognose zukünftiger Strompreise erheblich erschwert. Infolgedessen bleibt ungewiss, ob bis zum Jahr 2045 ein Preisniveau erreicht werden kann, das eine ausschließlich marktbasierte Finanzierung der EE ermöglicht. Vor dem Hintergrund dieser Ungewissheit ist es erforderlich, frühzeitig strategische Überlegungen zu Finanzierungsstrukturen zu entwickeln, um kurz-, mittel- und langfristige Investitionen in EE zu gewährleisten.

Herausforderung 7: Investitionen in einlastbare Kraftwerke

Ein weiterer Bereich, in dem zukünftig ein hoher Investitionsbedarf besteht, sind einlastbare Kraftwerke. Auch in Zukunft wird es Phasen geben, in denen die Nachfrage das Angebot an erneuerbarem Strom übersteigt, wie beispielsweise während der sogenannten Dunkelflaute. Kurzfristig können Stromspeicher oder nachfrageflexible Verbraucher diese Angebotsdefizite überbrücken. Mittel- und langfristig werden jedoch zusätzliche Kapazitäten in Form von einlastbaren Kraftwerken erforderlich sein, die eine konstante und zuverlässige Stromerzeugung zur Deckung der Residuallast bereitstellen. Da das Potenzial an Biomasse- und Wasserkraftwerken in Deutschland begrenzt ist, werden, wie zuvor beschrieben, zusätzliche steuerbare Kraftwerke in Form von Wasserstoffkraftwerken benötigt.

Die Finanzierung von einlastbaren Kraftwerkskapazitäten erfolgt derzeit primär über den EOM sowie über Erlöse aus der Bereitstellung von SDL. Im Jahr 2016 wurde im Rahmen des Strommarktgesetzes ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der einen Mechanismus zur Vorhaltung von Reserveleistung und gleichzeitig eine alternative Finanzierungsmöglichkeit für Kraftwerkskapazitäten darstellt. Er besteht aus einer Netzreserve (§ 13d), einer Kapazitätsreserve (§ 13e) und einer Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken (§ 13g). Die 2024 verkündete Kraftwerksstrategie zielt darauf ab, den bisherigen Kapazitätsmechanismus abzulösen und durch eine marktlich technologieoffene Lösung zu ersetzen. Mit dem damit geplanten Kapazitätsmarkt soll dem „missing money“-Problem entgegengewirkt werden. Dieses beschreibt die Situation, in der die LCOE von selten eingesetzten Kraftwerken nicht ausreichend durch Erlöse gedeckt werden, da sie nicht kontinuierlich in Betrieb sind und somit nicht genügend Erlöse erzielen, um ihre Betriebskosten zu decken (Strbac et al. 2021).

Die Entwicklung eines Kapazitätsmarktes stellt eine komplexe Herausforderung dar, da seine Ausgestaltung und Umsetzung entscheidend für die Sicherstellung einer zuverlässigen und wirtschaftlichen Stromversorgung sind. Die Herausforderung besteht folglich darin, den Kapazitätsmarkt so zu gestalten, dass er effektiv funktioniert und ausreichend Anreize für Investitionen in einlastbare Kraftwerkskapazitäten schafft. Gleichzeitig sollte er den Wettbewerb und die Innovation fördern und die Kosten für Verbraucher:innen minimieren.

Herausforderung 8: Investitionen in Flexibilität

Wie bereits aufgezeigt, ist zur kurzfristigen Überbrückung von EE-Erzeugungsdefiziten der Einsatz von Speichern oder Nachfrageflexibilitäten kosteneffizienter als der Einsatz von einlastbaren Kraftwerken. Daher ist eine breite Verfügbarkeit an Flexibilitätstechnologien ebenfalls von zentraler Bedeutung. Im deutschen Strommarkt sind stärkere Anreize erforderlich, um Nachfrageflexibilität zu fördern und Investitionen in Speicher zu unterstützen, als die, die derzeit durch die Großhandelsmärkte gegeben sind (Thomaßen et al. 2022). Investitionen in beispielsweise Batteriespeicher oder in Demand-Response-Technologien sind in der Regel mit hohen Investitionskosten verbunden. Daher bedarf es in Zukunft Strukturen, die es Verbraucher:innen und Unternehmen ermöglichen, einen wirtschaftlichen Nutzen aus Investitionen in Flexibilitätstechnologien zu ziehen.

4.3 Lokalisierung

Herausforderung 9: Lokalisierung in der deutschen Einheitspreiszone

Der europäische Strommarkt ist in mehrere Preiszonen unterteilt, die durch die Grenzen der verschiedenen Mitgliedstaaten definiert werden. Deutschland bildet gemeinsam mit Luxemburg eine Preiszone, in der der Strompreis einheitlich gebildet wird. In dieser Gebotszone wird Deutschland in der Theorie die Eigenschaften einer „Kupferplatte“ unterstellt, was bedeutet, dass der Stromtransport verlustfrei und uneingeschränkt vom Erzeuger zum Verbraucher erfolgen kann. Infolgedessen werden Netzrestriktionen innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht abgebildet.

Der Preis von Strom bildet sich dementsprechend primär basierend auf den Grenzkosten der Erzeuger. In der Praxis führt dies dazu, dass sich Stromerzeuger dort lokalisieren, wo die Erzeugungsbedingungen am effizientesten sind. Im Falle von EE und steuerbaren Kapazitäten ist das nicht mehr zwingend dort der Fall, wo die Lastzentren sind, wie es im alten fossilen Stromsystem gängig war. Windenergieanlagen investieren beispielsweise in Regionen, in welchen die Windbedingungen optimal sind und wo die Erträge für sie am höchsten sind. In Deutschland ist dies vor allem im Norden der Fall. Die Lastzentren hingegen sind zu großen Teilen im Süden und Westen, wodurch der Strom über große Distanzen transportiert werden muss.

Dies impliziert, dass sich Erzeuger im aktuellen System nicht netzdienlich lokalisieren und ihre Produktion nicht an Netzrestriktionen anpassen. Folglich sind Netzbetreiber gezwungen, auftretende Netzengpässe mit teuren Engpassbewirtschaftungsinstrumenten zu bekämpfen. Dadurch entstehen jährlich immense Kosten, welche mit steigendem Anteil an EE weiter zunehmen (Lynch et al. 2021).

Um diesem Problem entgegenzuwirken, ist in Zukunft ein starker Ausbau der Netzkapazitäten unumgänglich. Um den sehr kosten und zeitintensiven Netzausbau zu unterstützen, ist die Implementierung geografischer Steuerungsmöglichkeiten erforderlich, welche Investitions- und Dispatchentscheidungen von Erzeugern und steuerbaren Kapazitäten stärker an regionale Gegebenheiten anpassen.

5 Lösungsoptionen

Die zuvor beschriebenen Herausforderungen erfordern Anpassungen der Struktur und Funktionsweise des heutigen Strommarktes. Das folgende Kapitel widmet sich einer umfassenden Analyse verschiedener Lösungsoptionen zur Anpassung des Strommarktdesigns. Diese Lösungsoptionen sind das Ergebnis eines Expert:innenworkshops, an dem verschiedene Wissenschaftler:innen aus den Bereichen Energie und Klimaschutz teilgenommen haben (Ritter et al. 2023). Wissenschaftlich untermauert und ergänzt wurden diese Vorschläge durch aktuelle wissenschaftliche sowie graue Literatur.

Im Folgenden werden die Lösungsansätze in fünf zentrale Oberkategorien gegliedert: Anpassungen auf den Großhandelsmärkten, Schaffung von Flexibilitätsanreizen, Finanzierung von EE, Sicherung von einlastbaren Kraftwerken sowie die Schaffung von Lokalisierungsanreizen. Jede dieser Oberkategorien enthält verschiedene Instrumente, welche die in Kapitel 4 beschriebenen Herausforderungen adressieren.

Die Betrachtung der Lösungsoptionen zielt darauf ab, ein umfassendes Verständnis für die Komplexität und Interdependenz der Maßnahmen zu vermitteln, welche im Rahmen eines zukünftigen Strommarktdesigns in Betracht gezogen werden. Dadurch wird eine fundierte Grundlage für die Diskussion über die zukünftige Ausrichtung des deutschen Strommarktdesigns geschaffen.

5.1 Anpassungen auf den Großhandelsmärkten

5.1.1 Erweiterung der Gebotsformate

Derzeit können Kraftwerke, wie in Kapitel 4.1.1 erläutert, ihre Gebote entweder als Einzelgebote oder als Blockgebote abgeben. Wie Richstein et al. (2020) zeigen, kann dies jedoch zu einem ineffizienten Einsatz der Kraftwerkskapazitäten führen. Angesichts dieser Situation wird in der Fachliteratur der Übergang zu sogenannten Multi-part bids diskutiert, die es Erzeugern und Flexibilität ermöglichen, die spezifischen Eigenschaften ihrer Anlagen genauer in den Geboten abzubilden (Gallego 2018; Richstein et al. 2020). Dies wird erreicht durch die Berücksichtigung verschiedener technischer Beschränkungen, wie z. B. Anfahrzeiten und -kosten, minimale Betriebs- bzw. Stillstandzeiten, minimale und maximale Produktionsmengen oder auch die Rate, mit der die Stromproduktion variiert werden kann (Ramp-rate).

Die Berücksichtigung dieser intertemporalen Beschränkungen verbessert den Umgang mit Unsicherheiten auf den Strommärkten und ermöglicht eine effizientere Nutzung der verfügbaren Kapazitäten. Multi-part bids stellen folglich eine Lösungsoption für die in Herausforderung 1 beschriebene Ineffizienz bei der Kraftwerkseinsatzplanung dar und reduzieren gleichzeitig den Bedarf an SDL. Dies erfolgt durch eine effizientere Ressourcennutzung sowie die Reduktion von Engpässen und unerwarteten Angebotsschwankungen.

Die Implementierung von Multi-part bids erleichtert zudem die Koordination und Integration von Speichern, indem sie die Festlegung von Parametern wie Lade- und Entladegrenzen, Zeitbeschränkungen, Ramp-Rates sowie Spezifikationen für minimale und maximale Ladezustände ermöglicht. Die positiven Erfahrungen mit Multi-part bids in den USA unterstreichen deren Potenzial, weshalb eine Implementierung in Deutschland ebenfalls genauer untersucht werden sollte (Gallego 2018).

Die Funktionsweise von Multi-part bids soll im Folgenden anhand eines Beispiels verdeutlicht werden. Dabei werden insbesondere die höhere Effizienz und die geringere Komplexität gegenüber Blockgeboten ersichtlich. Als Grundlage dient ein leicht abgewandeltes Beispiel von Kopernikus Projekte (2021).

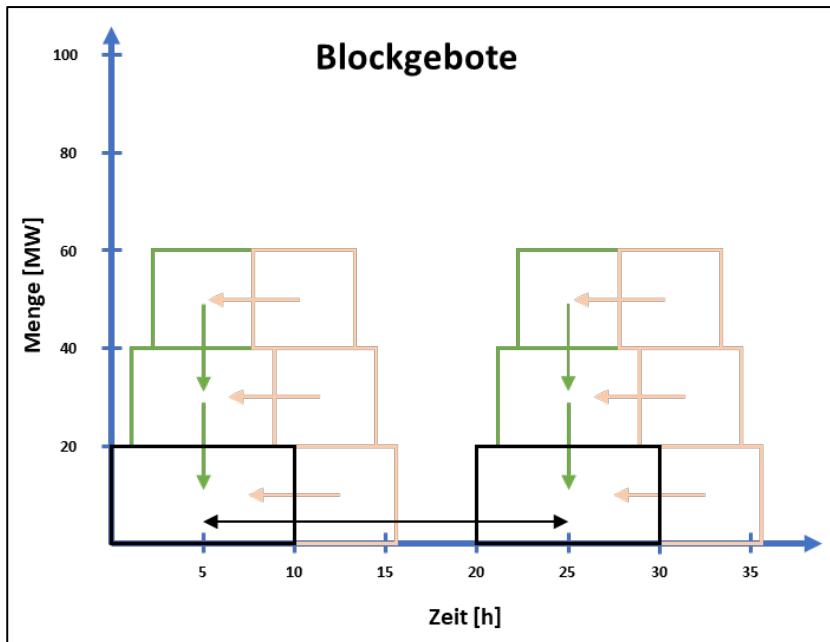
Beispiel Multi-part bids:

Es wird angenommen, dass ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom auf dem deutschen Day-Ahead Markt anbieten möchte. Sein Kraftwerk weist eine Mindestleistung von 20 MW und eine Höchstleistung von 60 MW auf. Zudem beträgt seine Ramp-rate 20 MW/h und die Mindestlaufzeit 10 h. Gleichzeitig darf das Kraftwerk maximal 10 h abgeschaltet sein (Down-time). Unter der Voraussetzung, dass die genannten Bedingungen erfüllt sind, kann der Strom zu jedem beliebigen Zeitpunkt des Tages abgerufen werden.

Um diese Charakteristika in Form von Blockgeboten ausdrücken zu können, muss er verschiedene Gebote kombinieren, wie in Abbildung 5-1 dargestellt. Die schwarzen Blöcke stellen die Mindestleistung dar, die während der Mindestlaufzeit abgegeben werden muss (20 MW). Die grünen Blöcke stellen die maximale Ramp-rate, sowie die Höchstleistung dar. Diese Blöcke müssen jedoch als sogenannte Linked Blocks (vgl. 4.1.1) angeboten werden, da sie nur ausgelöst werden können, wenn der schwarz markierte Basisblock ebenfalls ausgelöst wird, was durch die grünen Pfeile dargestellt wird. Da das Kraftwerk auch länger als 10 Stunden laufen kann, müssen zur optionalen Verlängerung der Laufzeit zusätzliche Linked Block- Gebote abgegeben werden, wie hier in Orange

dargestellt. Die verschiedenen Blockgebote können nun für unterschiedliche Stunden abgegeben werden, wobei jedoch die maximale Down-time berücksichtigt werden muss. Dies kann erreicht werden, indem die Basisblöcke als Exclusive Blocks abgegeben werden, wie durch die schwarzen Pfeile verdeutlicht.

Abbildung 5-1: Darstellung verschiedener technischer Beschränkungen anhand eines Blockgebots



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Kopernikus Projekte 2021)

Das Beispiel demonstriert, dass eine Vielzahl an kombinierten Blockgebote notwendig ist, um die technischen Beschränkungen eines klassischen Kraftwerks angemessen darzustellen. In der Praxis stieg der Einsatz an Blockgeboten in den letzten Jahren enorm an. So hat sich in Europa die Gesamtanzahl an Blockgeboten zwischen den Jahren 2011 und 2017 verdreifacht (Gallego 2018). Die Abbildung 5-2 veranschaulicht die Darstellung des beschriebenen Beispiels mittels eines Multi-Part bids. Dabei zeigt sie die typische Struktur eines Multi-Part bids, wobei der orange markierte Bereich die Beschränkungen aus dem Beispiel veranschaulicht. Die übrigen Felder wurden zur Vereinfachung des Beispiels nicht weiter berücksichtigt. Insgesamt ermöglichen Multi-part bids eine deutlich einfachere Darstellung der technischen Beschränkungen und könnten damit den stetig wachsenden Anteil an Blockgeboten unterbinden.

Abbildung 5-2: Darstellung verschiedener technischer Beschränkungen anhand eines typischen Multi-part bids

Multi-part bids	
Betriebskosten	Technische Beschränkungen
Stromangebotskurve: MW, €/MW Stückweise lineare oder schrittweise lineare Funktion mit mehreren MW/Preis-Paaren	Mindestleistung: 20 MW Maximalleistung: 60 MW Ramp-rate: 20 MW/h
No-load Angebot €/h	Mindestlaufzeit: 10 h Maximale Downtime: 10 h
Start-up Angebot: € Verfügbar für verschiedene Arten von start-ups (heiß/ mittel/ kalt)	Meldezeit: h Abkühlzeit: h Anlaufzeit: h

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Gallego 2018)

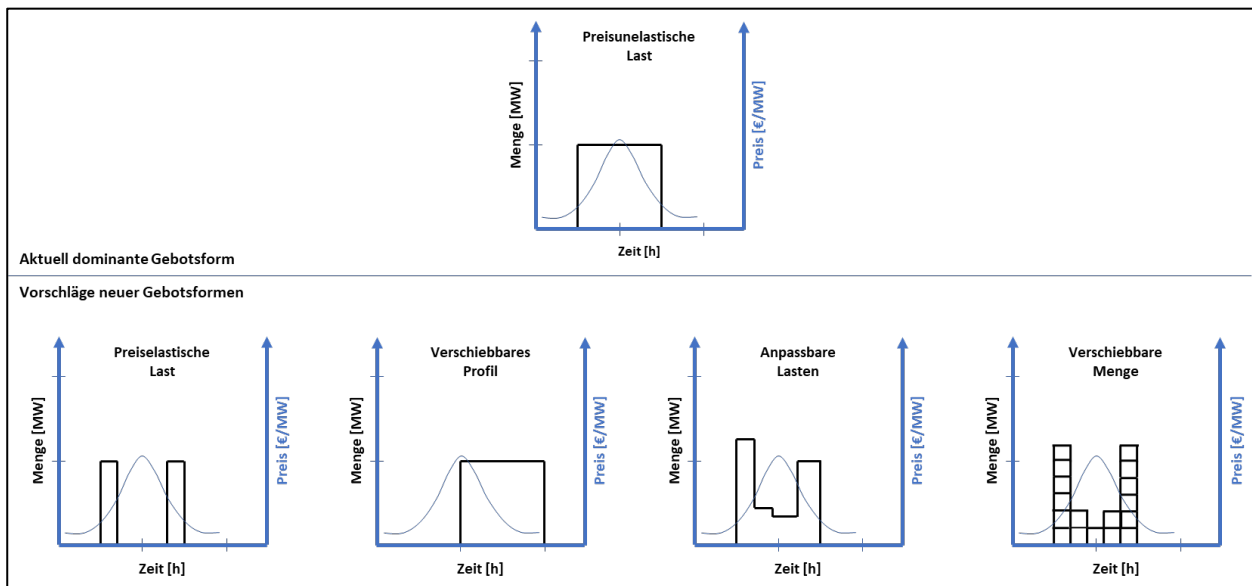
Nicht nur auf der Angebotsseite, sondern auch auf der Nachfrageseite ist eine Anpassung der Gebotsformate sinnvoll. Im derzeitigen Strommarktdesign kann die Nachfrage lediglich als starre Größe abgebildet werden, was jedoch nicht der tatsächlichen Dynamik des Verbrauchs entspricht. Ein erheblicher und stetig wachsender Anteil der Stromnachfrage könnte zeitlich verschoben werden, was eine Anpassung an die variable Erzeugung aus EE ermöglichen würde (Liu et al. 2015). Im aktuellen Marktdesign findet dieser Aspekt jedoch kaum Berücksichtigung, da die Verbraucher:innen keine Möglichkeit haben, ihre tatsächliche Verbrauchsflexibilität zu artikulieren.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoll, zusätzliche Gebotsarten zu entwickeln, die es ermöglichen, dass verschiebbare, regelbare und speicherbare Lasten ihren Wert im Markt adäquat darstellen können. Die Einführung solcher Gebotsarten würde es den Verbraucher:innen ermöglichen, direkt am Marktgeschehen teilzunehmen und die Nachfrage könnte automatisch auf Angebotsschwankungen reagieren. Damit könnte nicht nur die Markteffizienz durch eine bessere Abstimmung von Angebot und Nachfrage gefördert, sondern auch ein Beitrag zur Systemstabilität geleistet werden.

Neben Herausforderung 1 wirkt dies außerdem Herausforderung 4 und 8 entgegen, indem der Bedarf an SDL reduziert und gleichzeitig ein Anreiz für Nachfrageflexibilität geschaffen wird. Kopernikus Projekte (2021) präsentieren eine Reihe von konkreten Vorschlägen für potenzielle neue Gebotsformate (vgl. Abbildung 5-3):

- **Preiselastische Last:** Akzeptierte Menge in jeder Periode ist abhängig vom Marktpreis
- **Verschiebbares Profil:** Die periodischen Lasten sind fest, doch der Lieferzeitpunkt ist flexibel
- **Anpassbare Lasten:** Die Last kann abgeregelt oder erhöht werden
- **Verschiebbare Menge:** Feste Strommenge, die flexibel über einen gewissen Zeitraum nachgefragt werden kann

Abbildung 5-3: Mögliche Nachfrageseitige Gebotsformate



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Kopernikus Projekte 2021)

In diesem Kontext ist jedoch zu berücksichtigen, dass Veränderungen der Gebotsformate ebenfalls Änderungen in der Preisbildung und im Clearingprozess bedingen. Diese müssen auf europäischer Ebene abgestimmt werden, da im Rahmen der Marktkopplung auch ein europaweites Markclearing berechnet wird (Gallego 2018; EWK 2023).

5.1.2 Marktsegmentierung

Ein radikalerer Ansatz zur Effizienzsteigerung auf den Großhandelsmärkten wird von The Oxford Institute for Energy Studies (2018) vorgeschlagen. Sie untersuchen mit dem „Two Market“-Ansatz eine Aufspaltung des Day-Ahead-Marktes. Dabei wird eine klare Trennung zwischen steuerbarer (on-demand) und nicht steuerbarer (as-available) Stromerzeugung vorgenommen. Im Rahmen des „Two Market“-Ansatzes werden EE auf dem as-available Markt gehandelt und entsprechend ihrer Verfügbarkeit betrieben. Die Vergütung erfolgt auf Basis der LCOE der jeweiligen Erzeugungsart, was dem Konzept der Einspeisevergütung ähnelt. Der Preis für steuerbare Kraftwerke auf dem on-demand Markt wird nach dem Einheitspreisverfahren gebildet. Die Nachfrageseite erhält schließlich einen gewichteten Mittelwert der beiden ermittelten Strompreise.

Der Vorschlag wurde im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 erneut aufgegriffen und von Griechenland in den Rat der Europäischen Union eingebracht (Maurer et al. 2022). Ziel war es, die kurzfristigen Probleme auf dem Strommarkt anzugehen, die durch die extremen Gaspreise und die Rolle von Gaskraftwerken als Grenzkraftwerke in der Merit-Order verursacht wurden und die Strompreise in die Höhe trieben.

Auch wenn die Marktsegmentierung ggf. zu einer Senkung der Strompreise beitragen könnte, stellt der Vorschlag einen tiefgreifenden Eingriff in das Marktdesign dar und wirft eine Reihe ernsthafter Bedenken auf. Beispielsweise könnte es zu einem Dispatch-Problem im as-available-Markt kommen, da die Einsatzreihenfolge nicht eindeutig geregelt ist (Maurer et al. 2022). Des Weiteren

würden die Preissignale für die Nachfrageseite deutlich reduziert, was sich negativ auf die Nachfrageflexibilität auswirken könnte. Ein weiterer kritischer Punkt ist, dass durch die außermärkliche Vergütung der EE die Abhängigkeit von staatlichen Zahlungen bestehen bleibt, was dem langfristigen Ziel einer vollständigen Marktintegration und marktbasierten Refinanzierung der EE entgegensteht.

Zusammenfassend adressiert der „Two-Markets“-Ansatz hauptsächlich kurzfristige Probleme, welche während der Energiekrise aufkamen und verstärkt einige der in Kapitel 4 beschriebenen Herausforderungen. Da die Strommarktgestaltung unabhängig von temporären Preiseffekten erfolgen sollte (EWK 2023) und die positiven Effekte gegenüber den negativen Auswirkungen deutlich zu gering sind, ist das Konzept nicht zur Umsetzung geeignet.

5.1.3 Unkonventionelle Lösungsoption

Im Folgenden werden zwei eher unkonventionelle Lösungsoptionen vorgestellt. Sie weichen beide von den traditionellen Marktmechanismen ab und sind sowohl wissenschaftlich wenig untersucht und auch praktisch unerprobt. Zudem stellen sie beide tiefgreifende Veränderungen für das Gesamtsystem dar.

Einer dieser Vorschläge nennt sich „Electricity as a Service“ und wurde von Lo et al. (2019) hervorgebracht. Die Idee dahinter basiert auf der Beobachtung, dass auf der Angebotsseite die Gesamtkosten zunehmend von Fixkosten anstelle von variablen Kosten dominiert werden. Daher argumentieren die Autoren, dass eine ähnliche Transformation auch auf der Nachfrageseite stattfinden sollte, indem Kunden nicht mehr für den Stromverbrauch pro kWh bezahlen, sondern stattdessen für Strom als Dienstleistung.

Obwohl dieser Vorschlag ein interessanter Ansatz für ein zukünftiges Strommarktinstrument ist, erscheint er nicht zielführend. Anreize und politische Maßnahmen zur Energieeffizienz würden vollständig untergraben werden, da kein direkter Zusammenhang zwischen Verbrauch und Kosten besteht. Ebenso werden Anreize für flexibles Verbraucherverhalten nicht ausreichend gesetzt, was die Integration der EE und die Anpassungsfähigkeit des Systems erschwert.

Lynch et al. (2021) schlagen mit der Co-Optimierung einen weiteren unkonventionellen Ansatz zur Anpassung der Großhandelsmärkte vor. Dieser sieht vor, die einzelnen Märkte auf Großhandelsebene zusammenzuführen. Konkret bedeutet dies, dass Strom, Kapazität und SDL über einen gemeinsamen Mechanismus beschafft werden. Der Kerngedanke besteht darin, dass alle Erzeuger, einschließlich der Speicherbetreiber, auf der Basis des gesamten Dienstleistungsspektrums konkurrieren können und nicht getrennt auf Basis von Strom, Kapazität und SDL (Lynch et al. 2021).

Auch bei diesem Ansatz würde ein grundlegender Eingriff in den bestehenden Markt erfolgen, der jedoch in der Theorie zunächst sinnvoll erscheinen könnte. Allerdings existieren zu diesem Ansatz bisher keine weiterführenden Untersuchungen oder praktische Erprobungen, weshalb zunächst weitere Forschung erforderlich wäre, um eine Umsetzung für Deutschland in Betracht zu ziehen.

5.2 Schaffung von Flexibilitätsanreizen

Zu Beginn dieser Studie wird in Kapitel 3.2 auf die zukünftige Entwicklung verschiedener Flexibilitäten eingegangen, die für das zukünftige Stromsystem von zentraler Bedeutung sind. Um die Verfügbarkeit und den effizienten Einsatz dieser Flexibilität zu garantieren, sind Anpassungen

im Strommarktdesign notwendig. Diese Anpassungen sollten die Erschließung, Koordination und Finanzierung der Flexibilitäten unterstützen (vgl. Herausforderungen 5 und 8).

In Deutschland existieren bereits Ansätze zur Finanzierung von Flexibilitäten, die außerhalb des traditionellen Strommarktdesigns laufen. Dazu gehören beispielsweise virtuelle Kraftwerke und Energy Communities. Virtuelle Kraftwerke schließen mehrere kleine Energieerzeugungs- und -speicheranlagen zusammen, um sie wie ein großes Kraftwerk zu betreiben und somit den Anforderungen des Stromnetzes gerecht zu werden (Liu et al. 2021). Energy Communities sind lokal organisierte Energieprojekte, die auf der gemeinsamen Erzeugung, Nutzung und Verwaltung von Energie basieren (Reis et al. 2021). Beide Konzepte können Flexibilitäten im Stromsystem fördern und sollten daher weiterverfolgt werden. Allerdings reichen sie nicht aus, um den zukünftigen Flexibilitätsbedarf des Stromsystems zu decken. Daher ist die Einführung spezifischer Instrumente im Rahmen des Strommarktdesigns erforderlich, um eine breitere Finanzierung und Nutzung von Flexibilitäten zu ermöglichen. Diese Instrumente zielen auf unterschiedliche Einsatzbereiche von Flexibilitäten ab. Im Folgenden wird zunächst ein Instrument betrachtet, welches den marktdienlichen Einsatz von Flexibilität fördern könnte. Anschließend werden Instrumente zum netzdienlichen Einsatz untersucht.

5.2.1 Marktdienlicher Einsatz von Flexibilitäten

Dynamisierung der Endkundenpreise:

Ein wesentliches Hindernis für den marktdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen in Deutschland stellt die überwiegend starre Ausgestaltung der Endkundenstromtarife dar. Derzeit wird in Deutschland in den meisten Fällen der Festpreistarif angewendet, bei dem die Verbraucher:innen unabhängig von Marktschwankungen einen festen Preis pro kWh zahlen. Dieser Tarif bietet zwar Schutz vor Preisspitzen, beinhaltet jedoch keinerlei Anreize für ein flexibles Verbrauchsverhalten. Aus diesem Grund wurden im vergangenen Jahr Energieversorger mit mehr als 100.000 Endverbraucher:innen dazu verpflichtet, zusätzlich auch einen dynamischen Stromtarif gemäß § 3 Nr. 31d EnWG anzubieten. Dies bedeutet, dass zukünftig auch Tarife angeboten werden müssen, bei denen der Strompreis für die Verbraucher:innen in Echtzeit oder in festgelegten Intervallen an die Schwankungen der Strompreise auf den Spotmärkten angepasst wird. Dadurch wird den Verbraucher:innen eine bessere Möglichkeit zur Darstellung ihrer Flexibilität geboten, wodurch sie von den Preisschwankungen profitieren können.

Bei der Ausgestaltung von dynamischen Stromtarifen gibt es verschiedene Optionen. Dabei kann beispielsweise der Grad der Dynamisierung (z. B. auf Wochen- oder Monatsbasis) unterschiedlich gestaltet werden, aber auch die Vertragslaufzeiten und Abrechnungsperioden können variieren. Es muss sichergestellt werden, dass die Anreize für flexibles Verhalten stets aufrechterhalten werden, während gleichzeitig die Verbraucher:innen vor extremen Strompreisen geschützt werden sollten.

LichtBlick (2023) schlagen daher einen dynamischen Tarif vor, der sich an den Vorschlägen von Borenstein (2007) orientiert und Flexibilitätsanreize mit Preisabsicherungsmechanismen kombiniert. Dieser dynamische Tarif mit Preisabsicherung basiert auf drei wesentlichen Elementen:

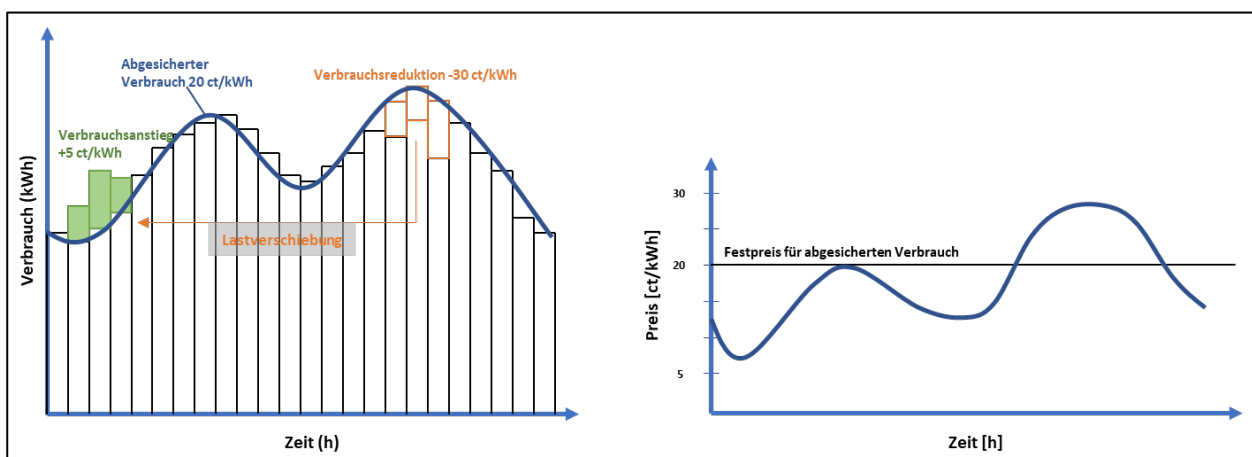
- Ein festgelegtes jährliches Verbrauchsvolumen
- Ein stündliches Verbrauchsprofil, beispielsweise Standardlastprofil (SLP)
- Ein festgelegter Preis für dieses vordefinierte Verbrauchsprofil

Das Tarifmodell gewährleistet, dass Verbraucher:innen gegen Preisspitzen abgesichert sind, indem sie den vorab festgelegten Preis zahlen, solange sie ihr vereinbartes SLP einhalten. Gleichzeitig können sie jedoch trotzdem auch von flexiblem Verhalten profitieren. Abbildung 5-4 zeigt, dass Haushalte, die beispielsweise während der Spitzenlastzeiten am Abend ihr Elektrofahrzeug nicht laden, den entsprechenden Spotpreis für diese Stunde als Gutschrift erhalten (z. B. 30 ct/kWh). Gleichzeitig profitieren sie von einem niedrigeren Preis (z. B. 5 ct/kWh), wenn sie dies stattdessen in einer windigen Nacht machen (LichtBlick 2023).

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 dargestellten Herausforderungen könnten flexible Tarifmodelle mit Preisabsicherung dazu beitragen, die Problematik extremer Strompreise (Herausforderung 2) zu entschärfen, den Bedarf an SDL (Herausforderung 4) zu reduzieren und Investitionen in Nachfrageflexibilität (Herausforderung 8) zu fördern. Daher wird empfohlen, die Einführung solcher dynamischer Tarife weiter zu beschleunigen, beispielsweise durch die Einführung einer Angebotspflicht solcher Endkundentarife.

Die erfolgreiche Implementierung dieser Tarife setzt jedoch die Verfügbarkeit einer entsprechenden intelligenten Infrastruktur voraus, was einen beschleunigten Rollout von Smart Metern in Deutschland erfordert. Nur mit der technologischen Grundlage können die Potenziale dynamischer Tarife voll ausgeschöpft und die Flexibilität im Stromsystem erhöht werden.

Abbildung 5-4: Dynamischer Tarif mit Preisabsicherung



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (LichtBlick 2023)

5.2.2 Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten

Redispatch 3.0

Ein aktuell viel diskutierter Ansatz zur Erschließung netzdienlicher Flexibilitäten ist der Redispatch 3.0. Die bisherige Weiterentwicklung von Redispatch 1.0 zu 2.0 fokussierte sich primär auf die Erzeugerseite. Dies impliziert, dass kleinteilige lastseitige Flexibilitäten, wie beispielsweise Wärmepumpen, Elektroautos, aber auch Heimspeicher, bei der Netzengpassbewirtschaftung nicht berücksichtigt werden. Um deren Potenzial auf der Verteilnetzebene zu nutzen, sollen sie daher im Rahmen des Redispatch 3.0 integriert werden. Der aktuelle kostenbasierte Redispatch ist jedoch ungeeignet, um dezentrale lastseitige Flexibilitäten zu integrieren (TransnetBW 2022). Das liegt daran, dass die genaue Bestimmung ihrer Opportunitätskosten komplex ist, da viele Parameter berücksichtigt werden müssen und es an klaren Informationen zu deren

Vermarktungsoportunitäten fehlt, was die Bewertung und faire Vergütung ihrer Dienste im Rahmen eines kostenbasierten Redispatch erschwert. Aus diesem Grund wird die Einführung eines parallelen marktbasierten Redispatch (vgl. 5.5.3) in Erwägung gezogen, welcher ausschließlich für die nachfrageseitigen Flexibilitäten genutzt werden soll. Die genaue Ausgestaltung dieses marktlichen Ansatzes in Deutschland ist bisher jedoch weitestgehend unklar. In den letzten Jahren wurden verschiedene Konzepte vorgeschlagen, welche meist auf Plattformlösungen basieren. Flexibilitätsplattformen können dazu genutzt werden Flexibilität langfristig zu beschaffen, wie es beispielsweise bei der Flexibilitätsplattform „Piclo Flex“ in Großbritannien der Fall ist (Schittekatte und Meeus 2020). Alternativ kann Lastflexibilität auch kurzfristig beschafft werden, wie es beispielsweise beim Enera-Flexmarkt im Rahmen des SINTEG-Forschungsprogramms bereits in Deutschland erprobt wurde (EWE 2020).

Der Enera-Flexmarkt orientiert sich in seiner Ausgestaltung stark an den Prozessen und Produkten des Intraday-Marktes. So können die Flexibilitätsprodukte bis zu fünf Minuten vor Lieferstart gehandelt werden. Flexibilitätsanbieter haben die Möglichkeit, ihre Kapazitäten auf der Plattform anzubieten. Dort werden sie gemeinsam mit Flexibilitätsnachfragen mit gleichen Produktmerkmalen in einem Orderbuch gesammelt. Nachfrager sind dabei immer Netzbetreiber und es ist kein Handel zwischen den Anbietern möglich. Der Enera Flexmarkt übernimmt dann das Matching zwischen Angeboten und Nachfragen, welche miteinander kompatibel sind. Auf diese Weise konnten in einem Feldversuch physische Engpässe nachweislich behoben und damit Redispatchmaßnahmen verhindert werden (EWE 2020). Eine solche Flexibilitätsplattform wäre folglich auch im Rahmen des Redispatch 3.0 denkbar.

Insgesamt würde die Einführung des Redispatch 3.0 eine effizientere und gezieltere Steuerung der Netzlast durch marktbasierte Signale und Preismechanismen ermöglichen, wodurch die Netzstabilität erhöht werden kann. Allerdings ist zu beachten, dass die Umsetzung komplex und mit einem hohen regulatorischen Aufwand verbunden ist. Darüber hinaus erfordert die Anbindung der Vielzahl an kleinteiligen Erzeugern und lastseitigen Flexibilitäten einen erheblichen Ausbau der Kommunikations- und IT-Infrastruktur (EWK 2023). Gleichzeitig ist zu berücksichtigen, dass mit dem damit einhergehenden marktbasierten Redispatch ebenfalls Probleme auftreten, die es zu adressieren gilt (genauere Beschreibung in 5.5.3).

Zeitvariable Netzentgelte:

Ein weiteres Anreizsystem zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung stellen zeitvariable Netzentgelte dar. Hierbei handelt es sich um eine Tarifform, bei der die Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit vom Netzzustand und der Last variieren. Mit zeitvariablen Netzentgelten sind hier alle Ausgestaltungsformen gemeint, bei denen die Höhe des Arbeits- und/oder Leistungspreises in Abhängigkeit von einem oder mehreren Zeitpunkten variiert. Im Gegensatz zu fixen Arbeitspreisen spiegeln zeitvariable Netzentgelte die tatsächlichen Kosten und Lasten des Netzbetriebs zu unterschiedlichen Zeiten und an unterschiedlichen Orten wider (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023).

Die Implementierung von zeitvariablen Netzentgelten gewährleistet, dass die Kostenbelastung durch die Netznutzung für Verbraucher:innen den realen Gegebenheiten des Stromsystems entspricht (Agora Energiewende 2021). Dadurch erhalten Verbraucher:innen nicht nur Anreize, ihren Verbrauch zeitlich zu verschieben, sondern auch gezielt auf Netzsignale zu reagieren. Dies impliziert, dass Verbraucher:innen ihre Stromnutzung reduzieren, wenn das Netz stark belastet ist, oder ihre Erzeugung erhöhen, um Überlastungen zu vermeiden. Damit könnten sie aktiv netzdienliche Flexibilität bereitstellen. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Implementierung

zeitvariabler Netzentgelte mit einem hohen Komplexitätsgrad einhergeht und ein hohes Maß an Transparenz erfordert. Die Verbraucher:innen müssen die Tarife und die Preisgestaltung verstehen, da andernfalls die Akzeptanz und der Nutzen gefährdet sind (European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023). Bei einer korrekten Implementierung können zeitvariable Netzentgelte jedoch den Bedarf an SDL (Herausforderung 4) reduzieren, indem sie Anreize für lastflexibles Verhalten schaffen (Herausforderung 8), was zu einer effizienteren Nutzung der Netzressourcen führt und die Stabilität des Stromnetzes verbessert.

Die Bundesnetzagentur plant, ab April 2025 zeitvariable Netzentgelte durch den Netzbetreiber anzubieten. Diese sollen als komplementärer Anreiz zu den Bestimmungen des §14a EnWG dienen. Der §14a umfasst das Konzept der bedingten Netznutzung und zielt darauf ab, einen uneingeschränkten Anschluss von kleinen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu ermöglichen. Um Netzengpässe auf der Verteilnetzebene zu vermeiden, sieht die Regelung vor, dass im Gegenzug alle neuen Verbrauchseinrichtungen mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 kW vom Netzbetreiber direkt ansteuerbar sein müssen. Im Gegenzug profitieren die Betreiber:innen dieser Verbrauchseinrichtungen von einem reduzierten Netzentgelt. Die Vereinbarung erlaubt dem Netzbetreiber, die Netznutzung aktiv zu beeinflussen, indem er das Verbrauchsverhalten der Anlagen an die Erfordernisse des Netzbetriebs anpasst. Für die Betreiber:innen der Anlagen stellen die reduzierten Netzentgelte einen finanziellen Anreiz dar, ihr Flexibilitätspotenzial netzdienlich bereitzustellen (BMWK 2018).

Agora Energiewende (2021) betrachten Verbrauchseinrichtungen, deren Betrieb wenig flexibel ist. Für diese Einrichtungen würden zeitvariable Netzentgelte keine Vorteile bringen, sondern könnten im Gegenteil sogar eine Belastung darstellen, die sich negativ auf Investitionsentscheidungen auswirken könnte. Daher schlagen sie vor, verbrauchergruppenspezifische Sonderregelungen einzuführen. In Deutschland wird ein ähnliches Konzept bereits für stromintensive Verbraucher umgesetzt, sodass auch in Zukunft bestimmte Privilegierungsregelungen für einzelne Verbrauchseinrichtungen geschaffen werden könnten. Dies könnte dazu beitragen, die Auswirkungen zeitvariabler Netzentgelte auf unflexible Verbrauchseinrichtungen abzufedern und eine gerechtere Verteilung der Netznutzungskosten zu erreichen.

5.3 Finanzierung von erneuerbaren Energien

Der notwendige Ausbau von EE-Anlagen zur Erreichung eines vollständig erneuerbaren Stromsystems erfordert hohe Investitionen. Derzeit werden Investitionen in EE in Deutschland vor allem durch staatliche Fördermechanismen angeregt, die für größere Anlagen in Form der gleitenden Marktprämie umgesetzt werden (vgl. 3.3.4). Obwohl diese Prämie ein hohes Maß an Preissicherheit bietet, schützt sie die Betreiber von EE-Anlagen nicht vor Risiken wie unvorhersehbaren Wetterbedingungen oder negativen Strompreisen und unterstützt nicht das Ziel einer langfristigen Marktintegration.

Aus diesem Grund sollten in den nächsten Jahren langfristige Verträge stark an Bedeutung gewinnen. Diese können Erzeuger und Verbraucher:innen langfristig vor Kosten- und Umsatzenschwankungen schützen und gleichzeitig die Anreize zur Teilnahme an kurzfristigen Märkten stärken (CEPR 2023; European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy 2023).

Eine Option langfristige Verträge zu stärken sind Power Purchase Agreements (PPA). PPAs sind langfristige, technologieneutrale Stromlieferverträge zwischen einem Stromerzeuger, in der Regel einem EE-Anlagenbetreiber und einem Abnehmer. Die Abnehmer sind in den meisten Fällen

Energieversorger („Utility PPA“) oder direkt verbrauchende Unternehmen („Corporate PPA“) (Pexapark 2023). Zudem gibt es Vorschläge, wie der von DIW (2024) vorgeschlagene „EE-Pool“, in dem eine staatliche Einrichtung als Abnehmer fungiert. Diese Einrichtung könnte die Verträge bündeln und die Konditionen an Haushaltsverbraucher weitergeben. Diese Idee wird jedoch in der vorliegenden Diskussion nicht weiter vertieft.

Die klassischen PPAs definieren Bedingungen wie Preis, Lieferzeitraum und Menge und ermöglichen es den Erzeugern, eine stabile und vorhersehbare Einnahmequelle zu schaffen, die zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten beiträgt und die Rentabilität ihrer Anlagen sichert. Für Stromabnehmer bieten PPAs die Möglichkeit, ihre Energiekosten zu stabilisieren und ihre CO₂-Bilanz zu verbessern. Es existieren unterschiedliche Ausprägungen von PPAs, darunter physische PPAs, bei denen der Strom direkt geliefert wird, sowie virtuelle oder finanzielle PPAs, bei denen die Lieferung über den Strommarkt abgewickelt wird (Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband 2023).

Trotz der Relevanz von PPAs als Instrument zur Stärkung langfristiger Märkte ist ihr Potenzial auf lange Sicht begrenzt. Eine Studie von EIB (2022) zeigt, dass die maximale Skalierbarkeit von PPAs in Europa auf 10-23 % der Stromerzeugung begrenzt ist. Für Deutschland prognostizieren dena (2023) ein Potenzial von 25 % des Strombedarfs bis 2030. Um das Ausbauziel von 100 % EE bis spätestens 2045 zu erreichen, sind somit noch weitere Maßnahmen erforderlich.

Daher werden Contracts for Difference (CfDs), welche als eine Art PPA mit dem Staat als Gegenpartei betrachtet werden können, als eine weitere Option zur Stärkung langfristiger Märkte diskutiert. CFDs bieten die Möglichkeit, die Refinanzierung von EE-Anlagen langfristig zu unterstützen, indem sie die Differenz zwischen einem festgelegten Preis und dem aktuellen Marktpreis ausgleichen. Die Grundidee von CfDs basiert auf drei Prinzipien:

1. CfDs sollen eine Überförderung verhindern, was zweiseitige CfDs grundsätzlich leisten. Sie tragen dazu bei, dass die EE- Förderung nicht über das notwendige Maß hinausgeht und somit keine unnötige Belastung des EEG-Kontos verursacht wird.
2. CfDs sollen die Marktintegration von EE verbessern. Das bedeutet, dass sie die systemische Effizienz erhöhen, einen effizienten Dispatch ermöglichen und effiziente Investitionsentscheidungen fördern sollten (ISI 2023). Dadurch soll gewährleistet werden, dass sie vollständig auf Marktsignale reagieren und somit keine Marktverzerrungen bewirken.
3. CfDs sollen die finanzielle Attraktivität von EE-Investitionen sicherstellen und finanzielle Risiken minimieren. ISI (2023) definieren in diesem Zusammenhang Risiken, welche Auskunft über die finanzielle Attraktivität geben. Dabei sind die folgenden drei besonders zu berücksichtigen:

Preisrisiko: Preisrisiken umfassen das Risiko, dass die tatsächlichen Marktpreise von den Prognosen abweichen und somit die Erlöse aus EE-Projekten nicht ausreichen, um die Finanzierungskosten zu decken. Insbesondere langfristige Marktpreisrisiken sind für Investoren aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren nur schwer kalkulierbar.

Mengenrisiko: Das Mengenrisiko bei EE bezeichnet das Risiko, dass die tatsächlich erzeugte Energiemenge von der erwarteten oder prognostizierten Menge abweicht. Dies kann verschiedene Ursachen haben. Unvorhergesehene Wetterbedingungen stellen dabei die häufigste Ursache dar. Zunehmend führen jedoch auch negative Preisphasen zu

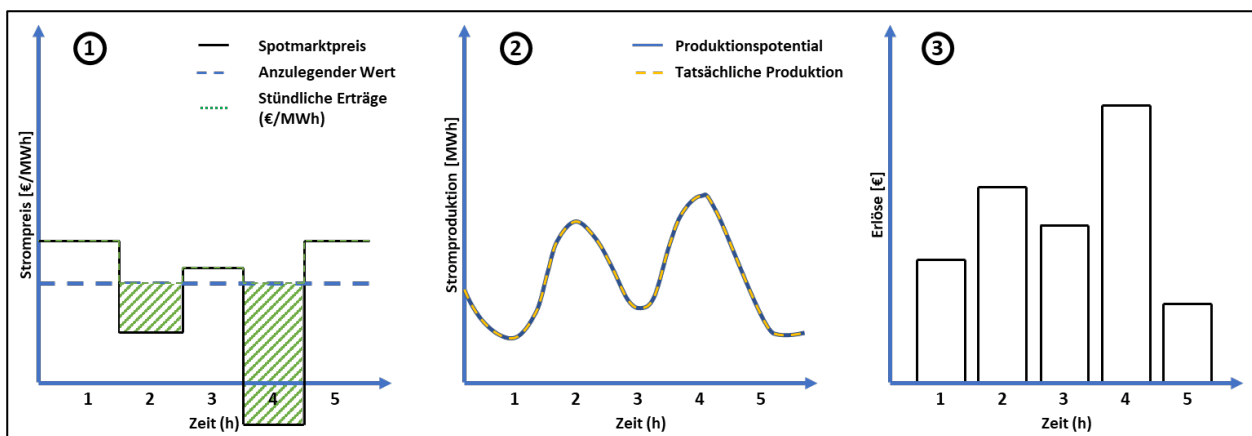
Mengenrisiken. Die Kosten, welche bei negativen Preisen für Einspeisung entstehen würden, bedingen, dass die Erzeuger ihre Anlagen in Zeiten abschalten müssen, in denen das Erzeugungspotenzial üblicherweise am höchsten ist.

Abweichungsrisiko: ISI (2023) definieren strukturelle Risiken, die für Betreiber:innen von EE-Anlagen entstehen, wenn sie Förderinstrumente mit Referenzwerten oder -modellen nutzen, als Abweichungsrisiken. Diese entstehen, wenn die vorgegebene Referenz unabhängig von der spezifischen Marktsituation oder der Erzeugungskapazität der EE-Anlage festgelegt wird. Diese Abweichung von der Referenz kann positiv oder negativ sein.

Im Folgenden werden verschiedene Ausführungen eines CfDs näher betrachtet. Dazu werden jeweils grafisch der Strompreis und die Zahlungsströme (1), die Stromproduktion (2) sowie die Erlöse (3) aus Sicht des Anlagenbetreibers dargestellt. In 5.3.4.2 kommt zusätzlich der Umsatz (4) hinzu. Um die CfDs mit der aktuellen gleitenden Marktprämie vergleichen zu können, wird diese in 5.3.1 ebenfalls kurz dargestellt.

5.3.1 Die gleitende Marktprämie

Abbildung 5-5: Funktionsweise der gleitenden Marktprämie



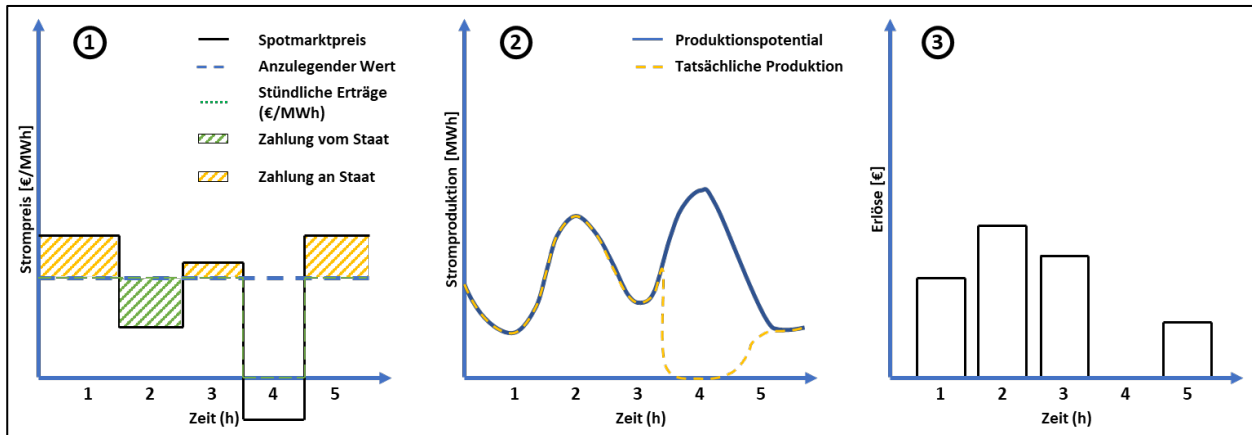
Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Die aktuelle gleitende Marktprämie kann als eine Art einseitiger CfD betrachtet werden, da Betreiber von EE-Anlagen keine Rückzahlungen leisten müssen, wenn die Referenzmarktpreise höher sind als der anzulegende Wert. Stattdessen erhalten sie eine Zahlung vom Staat, sobald der Strompreis unter dem anzulegenden Wert liegt (1). Dadurch haben Anlagenbetreiber zwar eine hohe Preisabsicherung, jedoch werden sehr hohe Übergewinne erzielt, wodurch das EEG-Konto stark belastet wird. Wie in Abbildung 5-5 unter (2) ersichtlich, besteht in der Grundform der gleitenden Marktprämie für Anlagenbetreiber bei negativen Strompreisen kein Anreiz, ihre Produktion abzuregeln. Dies hat zur Konsequenz, dass sie weiterhin entsprechend ihres Potentials produzieren. Das Problem wurde zwar bereits durch die 4-Stunden-Regel (vgl. 3.3.4) adressiert, jedoch gilt diese nur für Neuanlagen unter dem EEG 2023. Für diese Anlagen entsteht dadurch allerdings ein entsprechendes Mengenrisiko. Des Weiteren werden langfristige Preissignale durch

die gleitende Marktpremie unzureichend berücksichtigt und es bestehen keine Anreize für eine marktbasierende Risikoabsicherung (ISI 2023).

5.3.2 Zweiseitiger CfD mit unterschiedlichen Referenzmarktpreisen

Abbildung 5-6: Funktionsweise des klassischen zweiseitigen CfDs



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Im Gegensatz zu einem einseitigen CfD werden bei einem zweiseitigen CfD Rückzahlungen an den Staat fällig, wenn der Referenzmarktpreis höher ist als der anzulegende Wert (1), wodurch eine Überförderung verhindert wird. Der Referenzmarktpreis ist der Durchschnitt der Spotmarktpreise über einen bestimmten Zeitraum (Referenzperiode) und bestimmt durch den Vergleich mit dem anzulegenden Wert die Höhe der Marktpremie (ISI 2023). Bei negativen Strompreisen werden keine CfD-Zahlungen geleistet, was dazu führt, dass EE-Anlagen keinen Anreiz mehr haben, weiter zu produzieren. Dies hat zur Folge, dass sie von ihrem Produktionspotenzial abweichen (2) und dadurch keine Erlöse im entsprechenden Zeitraum erzielen (3). Dadurch entsteht ein erhöhtes Mengenrisiko.

Der zweiseitige CfD kann auf Basis unterschiedlicher Referenzperioden ausgestaltet werden, wobei eine Spanne von einer Stunde bis zu einem Jahr möglich ist.

Bei CfDs mit stündlichem Referenzmarktpreis erhalten die Anlagenbetreiber jede Stunde einen festen Preis, was für sie ein sehr geringes Preisrisiko bedeutet. Das Mengenrisiko bleibt jedoch bestehen. Aus Systemsicht hat die kurze Referenzperiode ebenfalls nachteilige Effekte. Die Anlagenbetreiber haben keine Anreize zur Marktintegration und streben lediglich danach, ihre Produktion zu maximieren - ein Ansatz, der als „produce and forget“ bezeichnet wird (ENTSO-E 2024). Dadurch werden Anreize für systemdienliche Investitionsentscheidungen, wie beispielsweise eine systemdienliche Standortwahl, vollständig untergraben.

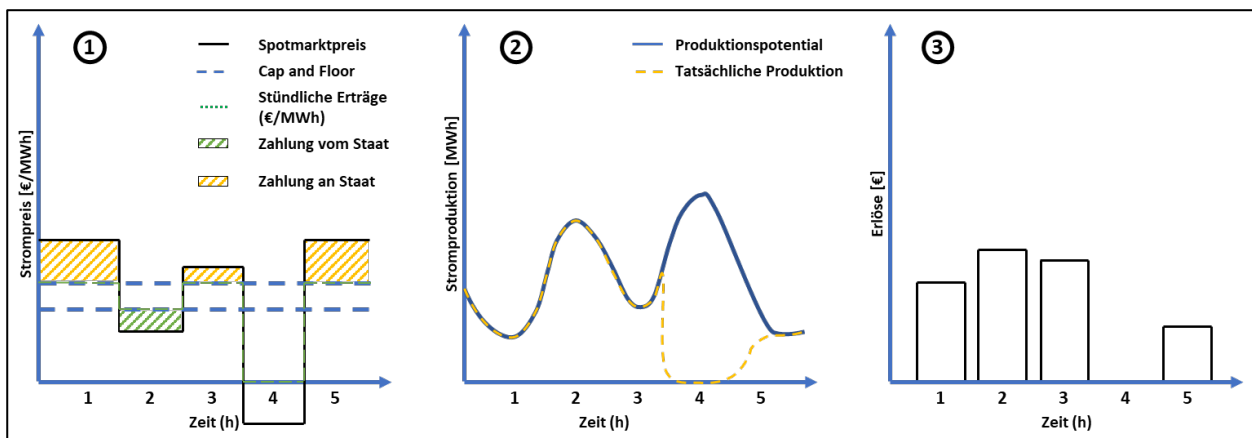
Bei einer Verlängerung der Referenzperiode auf ein Jahr entspricht der Referenzmarktpreis dem gewichteten Durchschnitt der stündlichen Spotmarktpreise eines Jahres. Das Referenzjahr kann dabei sowohl das Vorjahr als auch das laufende Jahr sein. Durch die längere Referenzperiode sind die Anlagenbetreiber den Marktpreisen stärker ausgesetzt und haben somit einen größeren Anreiz, systemdienlich zu handeln (ENTSO-E 2024). Allerdings werden auch in diesem Szenario keine Mengenrisiken abgesichert und es kann zu zusätzlichen Verzerrungen im Dispatch kommen.

Solche Verzerrungen können auftreten, wenn als Referenzjahr das Vorjahr verwendet wird und der jährliche Referenzmarktpreis des Vorjahres über dem anzulegenden Wert liegt, was zu Rückzahlungen führt. Sind diese Rückzahlungen höher als der Börsenstrompreis, kann dies dazu führen, dass die Anlage abgeschaltet wird, obwohl die Spotmarktpreise positiv sind. Zur Lösung dieses Problems schlagen ISI (2023) eine dynamische Rückzahlung vor. Diese passt die Rückzahlung in solchen Zeiten so an, dass der Anreiz zur Einspeisung erhalten bleibt.

Ein ungelöstes Problem ist jedoch die Verzerrung der Intraday-Märkte (ENTSO-E 2024). Diese Verzerrung tritt ebenfalls auf, wenn die Anlagenbetreiber eine Rückzahlung leisten müssen. Eine höhere Rückzahlung als der Strompreis im Intraday-Handel führt dazu, dass Anlagenbetreiber dazu neigen, Strom im Intraday-Handel zu kaufen, anstatt ihn selbst zu produzieren, um ihren Lieferverpflichtungen auf dem Day-Ahead-Markt nachzukommen.

5.3.3 Cap and Floor

Abbildung 5-7: Funktionsweise des zweiseitigen CfDs mit Cap and Floor



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Eine weitere Möglichkeit der Ausgestaltung von CfDs besteht in der Verwendung eines Marktkorridors, welcher einen maximalen und einen minimalen Preis pro erzeugter MWh festlegt, den der Anlagenbetreiber erhält (1). Innerhalb dieses Preiskorridors ist der Anlagenbetreiber langfristigen Preissignalen stärker ausgesetzt, was im Vergleich zu anderen CfD-Modellen jedoch zu einer geringeren Preisabsicherung führt. Allerdings entsteht dadurch ein Anreiz für den Anlagenbetreiber, sich zusätzlich auf den Terminmärkten abzusichern, beispielsweise mithilfe eines PPAs. Dadurch könnten EE-Anlagenbetreiber frühzeitig die Mechanismen auf den Terminmärkten kennenlernen, was den späteren Übergang zur förderfreien Vermarktung erleichtern könnte (Green Planet Energy 2024). Allerdings bleiben auch beim Cap and Floor CfD Zahlungen bei negativen Strompreisen aus, sodass das Mengenrisiko weiterhin unadressiert bleibt (3).

Das Problem mit den zuvor beschriebenen Intraday-Verzerrungen kann auch beim Cap and Floor CfD nicht gänzlich ausgeschlossen werden, weshalb ENTSO-E (2024) anstelle eines Preiskorridors einen Absatzkorridor vorschlägt. Dabei wird statt eines Mindest- und Höchstpreises ein Mindest- und Höchstumsatz pro erzeugter MWh garantiert. Das bedeutet, dass die CfD-Zahlung nicht nur von den Spotmarkterlösen abhängig ist, sondern die Erlöse aus allen Marktsegmenten als Maßstab genommen werden. Erzielt ein Anlagenbetreiber in einer Periode nicht den Mindestumsatz, erhält

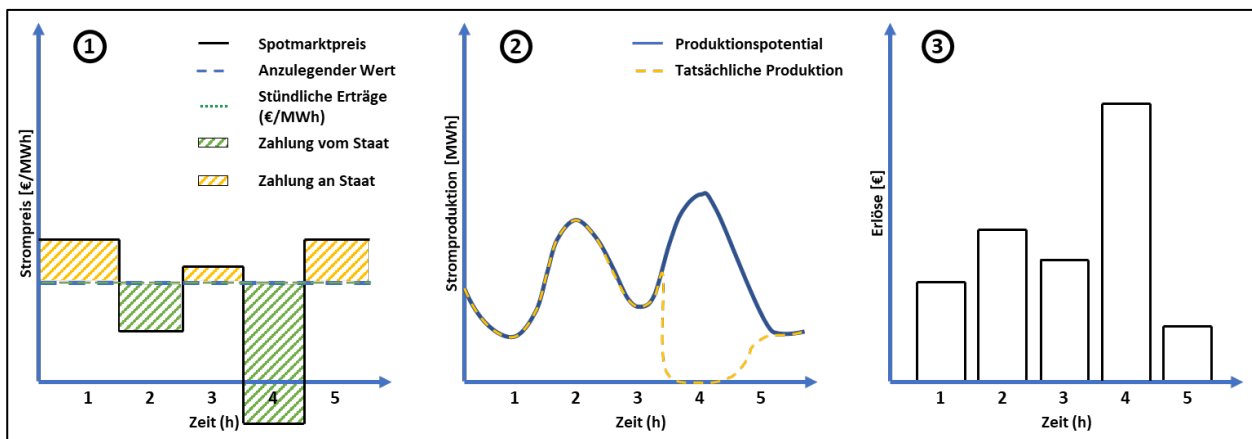
er entsprechend eine Zahlung vom Netzbetreiber. Überschreitet er hingegen den Maximalumsatz, muss er eine Rückzahlung leisten.

5.3.4 Produktionsunabhängige CfDs

Die zuvor beschriebenen Formen des CfD sind dadurch gekennzeichnet, dass die Vergütung von der tatsächlich produzierten Strommenge abhängt. Dies kann in einigen Fällen zu Marktverzerrungen führen, welche negative Auswirkungen auf den Dispatch haben. Gleichzeitig können nicht alle Risiken für den Erzeuger angemessen adressiert werden. Dies gilt insbesondere für das Mengenrisiko, da keiner der produktionsabhängigen CfDs vor diesem Schutz bietet. Aus diesem Grund wurden in den vergangenen Jahren vermehrt Vorschläge unterbreitet, die darauf abzielen, die tatsächliche Stromerzeugung der EE-Anlagen bei der Berechnung der CfD-Zahlungen unberücksichtigt zu lassen. Im Folgenden werden zwei dieser Vorschläge näher erläutert.

5.3.4.1 Capability-based CfD

Abbildung 5-8: Funktionsweise des Capability-based CfDs



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Der erste Vorschlag ist der Capability-based CfD. Dabei wird die Fähigkeit einer einzelnen Anlage vergütet, unter bestimmten Bedingungen wie Wetter oder anlagenspezifischen Parametern Strom zu produzieren. Die Vergütung ergibt sich somit aus dem anzulegenden Wert abzüglich des stündlichen Referenzmarktwertes, multipliziert mit dem Produktionspotenzial, anstatt mit der tatsächlich produzierten Menge.

Dies impliziert, dass der Anlagenbetreiber keinen Anreiz hat zu negativen Preisen zu produzieren, jedoch trotzdem die CfD-Zahlung entsprechend seines Produktionspotenzials erhält (3). Dadurch wird erstmals das Mengenrisiko in Bezug auf negative Preise adressiert. Wetterbedingte Mengenrisiken bleiben jedoch weiterhin unbeachtet. Insgesamt werden die Risiken erheblich reduziert und sichern die Anlagenbetreiber sowohl kurz- als auch langfristig ab, ohne dabei die Marktintegration zu behindern.

Die Bestimmung des Erzeugungspotenzials stellt jedoch eine anspruchsvolle Aufgabe dar. Eine ungenaue Festlegung kann zu Abweichungen zwischen dem angenommenen Produktionspotenzial und der tatsächlichen Produktion führen (Basisrisiko). Dies kann insbesondere in Hochpreisphasen zu einer erheblichen Belastung der Erzeuger führen. Um dies zu verhindern, schlägt ENTSO-E

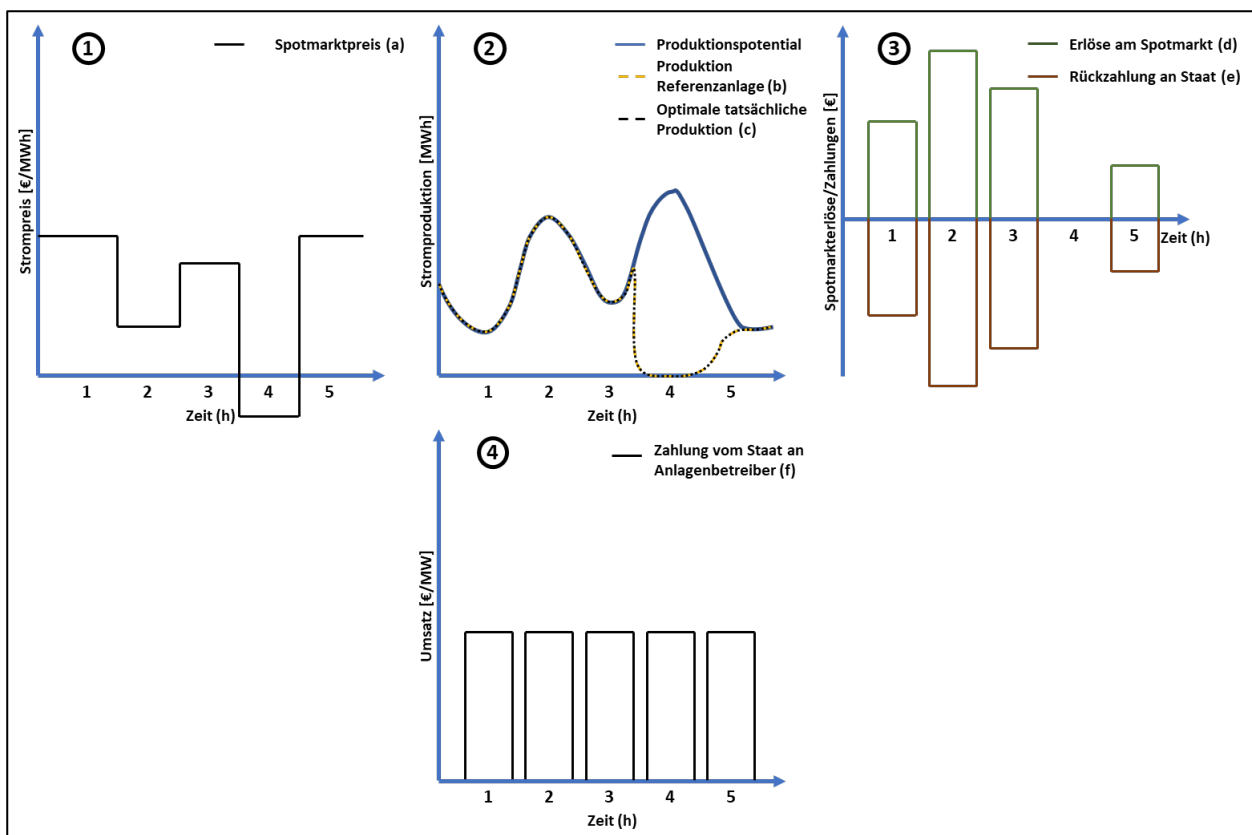
(2024) zwei Ansätze vor, die eine möglichst präzise Bestimmung des Erzeugungspotenzials ermöglichen sollen:

Available Active Power: Anlagenbetreiber erhalten in Echtzeit Informationen über die maximal mögliche Leistung ihrer EE-Anlagen unter Berücksichtigung der lokalen Wetterbedingungen und der spezifischen Anlagenkonfiguration. Die Berechnung dieser Metrik erfolgt in der Regel durch einen Algorithmus, welcher auf einem eingebauten Modul läuft und vom Hersteller zur Verfügung gestellt wird und nicht individuell für den jeweiligen Betreiber angepasst werden kann. Damit soll eine Manipulation der Daten durch den Anlagenbetreiber erschwert werden.

Leistungskurven: Leistungskurven dienen der Bestimmung der Leistung von EE-Anlagen. Sie zeigen die erwartete Leistung in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern wie der lokalen Windgeschwindigkeit oder der Sonneneinstrahlung. Die Erstellung dieser Kurven erfolgt durch zentrale Einheiten auf der Grundlage bekannter Informationen über die relevanten Turbinen. Dieser Ansatz ist allerdings weniger genau, da er möglicherweise nicht alle relevanten Parameter berücksichtigen kann, die in einem physikalischeren Modell verwendet werden, wie beispielsweise die Topologie des Windparks und ihre Auswirkungen auf die Luftströmung und die potenzielle Stromerzeugung.

5.3.4.2 Financial CfD

Abbildung 5-9: Funktionsweise des Financial CfDs



Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Ein weiterer produktionsunabhängiger CfD ist der von Schlecht et al. (2024) konzipierte Financial CfD. Dieser entkoppelt, ebenso wie der Capability-based CfD, die Zahlung von der tatsächlichen Produktion der EE-Anlage.

Die Funktionalität des Financial CfDs basiert im Wesentlichen auf drei Zahlungsströmen:

1. Der erste Zahlungsstrom ist vom Staat an den Anlagenbetreiber (4). Diese Zahlung f entspricht einem festen, stündlichen Betrag, der unabhängig von der Produktionsmenge und den Strompreisen ist. Die Höhe der Zahlung wird im Rahmen einer Auktion festgelegt und variiert über die gesamte Vertragslaufzeit nicht.
2. Der zweite Zahlungsstrom ist vom Anlagenbetreiber an den Staat (3). Diese Zahlung erfolgt ebenfalls stündlich und ist abhängig von den Strompreisen a und von der Produktion einer Referenzanlage b , welche die Eigenschaften der tatsächlichen Anlage des Betreibers abbilden sollte. Die Produktion der Referenzanlage erfolgt vollständig am Markt und reagiert auf alle Preissignale. Dies bedeutet, dass sie beispielsweise in Hochpreisphasen ihre Produktion maximiert und in Null- oder Negativpreisphasen die Einspeisung vermeidet.
3. Der dritte Zahlungsstrom ist von Stromnachfragern an den Anlagenbetreiber im Rahmen der normalen Strommarktaktivitäten (3). Der Anlagenbetreiber agiert weiterhin auf dem Strommarkt und verkauft dort seinen physischen Strom. In Konsequenz dessen, dass die Rückzahlungen an den Staat von der Stromproduktion der Referenzanlage abhängig sind, besteht für den Anlagenbetreiber der Anreiz sich möglichst an der Referenzanlage zu orientieren. Dies bewirkt, dass sich das Produktionsverhalten c der Anlage ebenfalls vollständig am Markt orientiert.

Das bedeutet, dass der Umsatz des Anlagenbetreibers bei einer exakten Abbildung des Produktionsverhaltens der Referenzanlage, der festen stündlichen Zahlung vom Staat entspricht (4). Als Formel kann das wie folgt ausgedrückt werden:

$$\text{UmsatzAnlagenbetreiber} = f - ((a \times b) - (a \times c)) \quad ; \text{mit } (a \times b) = (a \times c)$$

Auf diese Weise werden die Strompreissignale vollständig an die Betreiber weitergegeben, während gleichzeitig das Preisrisiko durch die festen Zahlungen vom Staat abgesichert wird. Auch das Mengenrisiko wird hierdurch vollständig abgesichert.

Der Abgleich mit der Referenzanlage kann zusätzlich Anreize schaffen, die Anlageneffizienz zu erhöhen und somit noch größere Erträge zu erzielen. Gleichzeitig sind jedoch auch negative Abweichungen möglich, welche durch das Basisrisiko beschrieben werden. Diese Abweichungen können insbesondere dann signifikant werden, wenn die Referenzanlage unpräzise definiert wird. Folglich ist es von entscheidender Bedeutung für die Funktionalität des Financial CfDs, dass die Referenzanlage, die Eigenschaften der Anlagen möglichst präzise abbildet. Schlecht et al. (2024) schlagen hierfür drei Ansätze vor:

Wetterdaten: Regionale, aggregierte Wetterdaten könnten genutzt werden, um mithilfe eines mathematischen Modells die Referenzproduktion für einen bestimmten Anlagenpool zu berechnen.

Stichproben: Mithilfe von Stichproben könnte die Referenzproduktion an tatsächlichen Wind- oder Solarparks gemessen werden. Das ist jedoch anfällig für Manipulationen, besonders bei kleinen Stichproben.

Marktwerte auf Kapazitätsbasis: Ähnlich wie bei den Marktwerten auf Energiebasis könnte die aggregierte Produktion von Wind- und Solarenergie für das gesamte Land als Referenz verwendet werden, die jedoch nur auf der Basis der Kapazität definiert werden müsste.

Insgesamt sind Financial CfDs ein vielversprechender Ansatz, mit welchem jedoch auch eine umfangreiche Systemumstellung einhergeht. Besonders mit Blick auf die Referenzanlagenbestimmung ist noch weitere Forschung notwendig.

5.4 Sicherung von einlastbaren Kraftwerken

In einem vollständig erneuerbaren Stromsystem können EE nicht zu jedem Zeitpunkt ausreichend Strom liefern, um die Nachfrage zu decken. Um kurzfristige Angebotsdefizite zu überbrücken, können DSM und Speicherlösungen helfen. Für längere Perioden mangelnder EE-Verfügbarkeit werden jedoch zusätzliche Erzeugungseinheiten wie Biomasse- und Wasserstoffkraftwerke benötigt.

Solche Knappheitsereignisse könnten sehr selten und unregelmäßig auftreten, sodass diese Kraftwerke nur äußerst geringe Einsatzzeiten hätten, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke auswirken würde und zu einer systematischen Unterinvestition führen kann. Investor:innen hätten dadurch geringere Anreize, in diese notwendigen Kapazitäten zu investieren, da die Einsatzhäufigkeit und damit die Einnahmemöglichkeiten begrenzt sind.

In Deutschland gibt es derzeit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit die Kapazitätsreserve, die die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten außerhalb des Marktes sicherstellt. Bei einem zu starken Anwachsen des Volumens wird diese jedoch früher oder später ineffizient (BDEW 2023). Außerdem führt sie zu Ineffizienzen beim Dispatch, da die Kapazität der strategischen Reserve dem regulären Strommarkt nicht zur Verfügung steht (Keles et al. 2016).

In Anbetracht dieser Beschränkungen werden Überlegungen angestellt, wie der Energy-Only-Markt zusätzlich gestärkt werden kann, um Investitionen in einlastbare Kraftwerke abzusichern. Ein Ansatz geht beispielsweise aus der EU-Strommarktreform hervor und beinhaltet eine Hedgingpflicht für Stromversorger. Das bedeutet, dass sich Stromversorger durch langfristige Verträge auf den Forward-Märkten absichern müssen, um sich gegen Preisschwankungen zu schützen (EK 2023). Ein Vorschlag von Consentec (2023) erweitert die Hedgingpflicht und schlägt vor, dass Versorger Lieferverpflichtungen nicht nur energetisch, sondern auch gegen Preisspitzen absichern sollten. Diesen Vorschlag bezeichnen sie als „Strommarkt Plus“. Die damit entstehende Nachfrage nach einem solchen Hedgingprodukt könnte eine schnelle Entwicklung und ein schnelles Angebot am Markt bewirken. Einlastbare Kraftwerke könnten solche Produkte anbieten und damit ihre Erträge absichern. Zur weiteren Risikominimierung wird zusätzlich die Einführung eines staatlich garantierten Mindestpreises vorgeschlagen. Dies impliziert, dass dieser Ansatz zwar potenziell zusätzliche Erlöse für einlastbare Kraftwerke generieren könnte, jedoch weiterhin ein gewisses Finanzierungsrisiko bestehen bleibt.

Die kürzlich vorgestellte Kraftwerksstrategie der Bundesregierung lässt darauf schließen, dass die Tendenz besteht, Investitionsanreize zukünftig nicht mehr rein über den EOM abzusichern, was gegen den Vorschlag des „Strommarkt Plus“ spricht. Stattdessen soll ein neuer marktbasierter Kapazitätsmechanismus eingeführt werden. Dies deutet auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes hin, der bereits seit Jahren in der Fachliteratur diskutiert wird und in verschiedenen europäischen Ländern wie England oder Belgien bereits umgesetzt wurde. Kapazitätsmärkte stellen einen direkten Kapazitätsmechanismus dar, bei dem Kapazitäten explizit für ihren Beitrag zur

Versorgungssicherheit vergütet werden. Sie unterscheiden sich von bereits existierenden indirekten Kapazitätsmechanismen, wie beispielsweise der EEG-Förderung, die primär andere Ziele verfolgt und nicht hauptsächlich auf die Versorgungssicherheit ausgerichtet ist (Amprion; Tenne TSO; 50Hertz; TransnetBW 2024).

Die Europäische Union stellt strenge Anforderungen an die Ausgestaltung solcher Kapazitätsmärkte, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und die Integration des europäischen Strommarktes nicht zu gefährden. Diese sind in der Binnenmarktverordnung Strom in den Artikeln 20 bis 27 geregelt und beinhalten unter anderem folgende wesentliche Punkte (EU 2019):

1. Konsultationsprozess mit Nachbarstaaten (Artikel 20, Abs. 1): Nachbarstaaten müssen über mögliche Auswirkungen konsultiert werden.
2. Zeitliche Begrenzung des Kapazitätsmarkts (Artikel 21, Abs. 8): Kommission genehmigt Kapazitätsmärkte nur für einen Zeitraum von maximal 10 Jahren. Allerdings überdenkt die EU-Kommission diese Regelung aktuell und möchte untersuchen, wie sich Kapazitätsmärkte als langfristiges Instrument auswirken (EC 2022).
3. Technologieoffenheit (Artikel 22; Abs. 1 (h)): Alle Ressourcen, welche die erforderliche technische Leistung erbringen, müssen berücksichtigt werden, inklusive Speicher, Lasten und EE.
4. Preis für Kapazität muss gegen Null gehen können (Artikel 22; Abs. 3 (a)): Wenn genügend Kapazitäten vorhanden sind, muss der Preis für zusätzliche Kapazität auf Null sinken können.
5. Grenzwerte: (Artikel 22, Abs. 4): Erzeugungskapazitäten müssen weniger als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität ausstoßen, ansonsten erhalten sie keine Kapazitätszahlung.
6. Untersuchung zur Erforderlichkeit, Geeignetheit und Verhältnismäßigkeit eines Kapazitätsmarkts (Artikel 23, 24)
7. Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen (Artikel 26): Kapazitätsanbieter aus Nachbarländern müssen auch die Möglichkeit haben sich am Kapazitätsmarkt zu beteiligen.

Darüber hinaus enthalten die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) weitere Richtlinien. Eine, welche besonders hervorzuheben ist, betrifft die Kumulierung von Beihilfen. Erwägungsgrund 56 der Leitlinie besagt, dass Erzeuger zwar grundsätzlich mehrere Beihilfen erhalten können, eine Überkompensation jedoch unzulässig ist (EK 2022). Damit ist fraglich, ob EE gleichzeitig von Förderzahlungen im Rahmen des EEGs und von Zahlungen über den Kapazitätsmarkt profitieren könnten, ohne die Obergrenze zu überschreiten.

Die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland muss den oben genannten Anforderungen gerecht werden und gleichzeitig die nationalen Gegebenheiten berücksichtigen. Daher soll im Folgenden aufgezeigt werden, welche konkrete Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland sinnvoll und umsetzbar ist, um die langfristige Versorgungssicherheit in einem vollständig auf EE basierenden System zu gewährleisten.

Bei Kapazitätsmärkten kann grundsätzlich zwischen zentralen und dezentralen Märkten unterschieden werden. Bei zentrale Kapazitätsmärkten erfolgt die Koordination und Regulierung durch eine zentrale Instanz, während dezentrale Kapazitätsmärkte die Verantwortung für die Sicherstellung ausreichender Stromkapazitäten den einzelnen Stromversorgern oder Bilanzkreisverantwortlichen überlassen. Dabei wird ein explizites Kapazitätsprodukt, beispielsweise

in Form eines Leistungszertifikats eingeführt. Anbieter von Kapazitäten können damit ihre Verfügbarkeit an Stromnachfrager verkaufen. Diese sind verpflichtet, ausreichend Leistungszertifikate bereitzuhalten und müssen im Falle, dass sie es nicht tun, Strafzahlungen leisten (Monopolkommission 2023).

Dezentrale Kapazitätsmärkte bieten den Vorteil einer flexiblen Preisfindung, die sich direkt an den tatsächlichen Marktbedingungen orientiert. Dadurch wird eine effiziente Ressourcenallokation gewährleistet. Zudem fördern sie die Technologieneutralität und können die Integration von Speichern und Lastflexibilität effektiv unterstützen. Allerdings birgt die Umsetzung das Risiko unzureichender Absicherung bei extremen Knappheitssituationen (Monopolkommission 2023). Des Weiteren ist die Erfüllung der oben genannten EU-Richtlinien in der Praxis beim dezentralen Kapazitätsmarkt komplexer, weshalb im Folgenden primär zentrale Kapazitätsmärkte betrachtet werden. In 4.3.3 wird dann allerdings noch eine Mischform erläutert, die Elemente beider Markttypen vereint.

Zentrale Kapazitätsmärkte basieren auf einem organisierten und regulierten Mechanismus, bei dem eine zentrale Institution, beispielsweise die ÜNB oder die Bundesnetzagentur, die zur Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit erforderliche Gesamtkapazität festlegt. Diese Kapazität wird dann in einer Auktion ausgeschrieben, bei der Stromerzeuger und andere Kapazitätsanbieter Gebote abgeben, um Verträge über die Bereitstellung der benötigten Reservekapazität zu erhalten. Erfolgreiche Bieter:innen erhalten eine Vergütung für die Vorhaltung von Kapazität, unabhängig davon, ob diese letztendlich genutzt wird, wodurch Anreize für Investitionen in ausreichende Erzeugungskapazitäten und andere Kapazitätsressourcen geschaffen werden (BMU 2013). Die Zulassung zur Auktion hängt vom jeweiligen Modell ab. Grundsätzlich werden dabei zwei Ansätze verfolgt: der umfassende und der fokussierte Kapazitätsmarkt. Im Folgenden erfolgt eine detaillierte Betrachtung dieser Konzepte.

5.4.1 Der zentral umfassende Kapazitätsmarkt

Für die Ausgestaltung eines zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes existieren verschiedene Vorschläge. Im Folgenden wird eine Ausgestaltung beschrieben, die bereits vor einigen Jahren vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) vorgeschlagen wurde und seitdem in der wissenschaftlichen Literatur diskutiert wird.

Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt ist durch sogenannte Versorgungssicherheitsverträge gekennzeichnet, welche zwei wesentliche Komponenten umfassen: die Kapazitätsverpflichtung, welche die Bereitstellung ausreichender physischer Kapazitäten durch die am Markt teilnehmenden Stromerzeuger garantiert, sowie die Verfügbarkeitsoptionen. Letztere ermöglichen, dass die kurzfristige Allokation der Erzeugung nach den Preissignalen des Marktes erfolgt und die Erzeuger insbesondere in Knappheitssituationen einen Anreiz haben, Strom zu produzieren (EWI 2012).

Die benötigte Kapazitätsmenge wird von einer zentralen Koordinierungsstelle festgelegt und mit einem Vorlauf von fünf bis sieben Jahren über eine sogenannte Descending Clock Auction beschafft. Bei diesem Auktionsverfahren beginnt die Auktion mit einem hohen Preis, der sukzessive gesenkt wird, wobei die Stromerzeuger ihre Kapazitätsangebote zu den jeweiligen Preisen abgeben. Die Auktion endet, sobald die angebotene Menge die nachgefragte Kapazität deckt, wobei die Erzeuger den zuletzt genannten Preis für ihre bereitgestellte Kapazität erhalten (EWI 2012). Besonderes Augenmerk wird auf die gleichberechtigte Teilnahme aller Kapazitäten einschließlich flexibler Nachfrager gelegt, welche die EU-rechtlichen Vorgaben erfüllen.

Um die Marktmacht von Altanlagen zu begrenzen, müssen diese mit einem Nullgebot in die Auktion gehen, d. h. sie müssen ihre gesamte Kapazität unabhängig vom Preis anbieten. Außerdem erhalten sie den Kapazitätspreis aus der Auktion nur für ein Jahr, während sich Neuanlagen diesen Preis für mehrere Jahre sichern können, um ihr Investitionsrisiko zu minimieren (EWI 2012).

Darüber hinaus berücksichtigt der Kapazitätsmarkt die unterschiedliche Verfügbarkeit von Energietechnologien durch sogenannte De-Rating-Faktoren, die angeben, wie zuverlässig die jeweilige Technologie zur Deckung der Spitzenlast beitragen kann (Keles et al. 2016). Beispielsweise könnte eine PV-Anlage einen Faktor zwischen 0,1 und 0,25 erhalten, was bedeutet, dass lediglich 10 bis 25 Prozent ihrer Nennleistung als zuverlässig verfügbar angesehen werden. Diese Faktoren wirken sich direkt auf die Kapazitätszahlungen an die Erzeuger aus.

Im Gegensatz zu einer Kapazitätsreserve können Anlagen, die am Kapazitätsmarkt teilnehmen, auch an anderen Handelsmärkten teilnehmen, was die Marktintegration fördert und zusätzliche Einnahmequellen schafft. Die genannten Versorgungssicherheitsverträge stellen jedoch sicher, dass diese Anlagen jederzeit die vereinbarte Kapazität bereitstellen können und somit ein Gleichgewicht zwischen Marktaktivität und Versorgungssicherheit gewahrt bleibt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zentrale umfassende Kapazitätsmärkte ein breites Spektrum an Energieträgern und Technologien einbezieht, ohne sich auf bestimmte Erzeugungsarten zu fokussieren. Dieser Ansatz ermöglicht eine umfassende Integration verschiedener Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen, um Versorgungssicherheit und Netzstabilität effektiv zu gewährleisten.

5.4.2 Der zentral fokussierte Kapazitätsmarkt

Im Gegensatz zu umfassenden Kapazitätsmärkten, die eine gleichmäßige Förderung aller Technologien vorsehen, zielen fokussierte Kapazitätsmärkte darauf ab, bestimmte vordefinierte Erzeugungstechnologien durch stärkere Anreize zu fördern. Das Öko-Institut hat einen solchen fokussierten Kapazitätsmarkt konzipiert, bei dem ähnlich wie bei umfassenden Märkten die benötigten Kapazitätsmengen von einer zentralen Koordinierungsstelle nach dem Descending-Clock-Verfahren beschafft werden (Umweltstiftung WWF Deutschland 2012). Ein wesentlicher Unterschied zu umfassenden Märkten besteht jedoch darin, dass Auktionen in zwei Segmente unterteilt sind: Das erste Segment umfasst Altanlagen und nachfrageseitige Projekte im Bereich steuerbarer Lasten, die sich um Kapazitätszahlungen über ein oder vier Jahre bewerben können, während das zweite Segment speziell für Neuanlagen gedacht ist, die sich um jährliche Kapazitätszahlungen über einen Zeitraum von 15 Jahren bewerben.

Um an den Auktionen für Neuanlagen teilnehmen zu können, ist die Erfüllung strenger Präqualifikationen erforderlich (Umweltstiftung WWF Deutschland 2012):

- Es liegt ein gesichertes Recht auf das Grundstück vor, auf dem das neue Kraftwerk errichtet werden soll.
- Die planungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit des Projekts ist erfüllt.
- Es gibt einen Nachweis über die Liefergarantie der wesentlichen Anlagenkomponente.
- Es kann belegt werden, dass der Mindestlastbereich höchstens 20 % der Nennlast beträgt

- Es kann nachgewiesen werden, dass Anlagen innerhalb einer Stunde nach Kaltstart auf Nennleistung angefahren werden können

Die Erzeuger auf dem fokussierten Kapazitätsmarkt unterliegen ebenso wenig Beschränkungen hinsichtlich der Teilnahme an anderen Märkten wie bei umfassenden Kapazitätsmärkten. Allerdings ist auch hier der Nachweis der physischen Verfügbarkeit der Kapazitäten erforderlich, um die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleisten zu können.

5.4.3 Der wettbewerbsgesteuerte Kapazitätsmarkt

Die Monopolkommission schlug in ihrem neunten Sektorgutachten vor, die Vorteile von zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten zu kombinieren. Der von ihnen als „wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt“ bezeichnete Ansatz ist in drei Stufen strukturiert, um die unterschiedlichen Bedürfnisse und Herausforderungen eines Kapazitätsmarkts vollständig zu adressieren (Monopolkommission 2023).

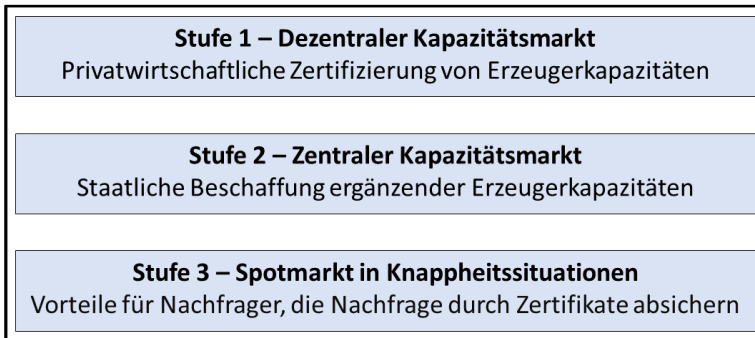
Im Rahmen des wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts wird in der ersten Stufe ein dezentraler Kapazitätsmarkt vorgeschlagen, um die Basisnachfrage von großen Industriebetrieben oder Versorgungsunternehmen in Knappheitssituationen zu decken. Der dezentrale Ansatz erweist sich in diesem Kontext als geeignet, da die Nachfrager über die besten Kenntnisse hinsichtlich der benötigten Kapazitäten verfügen, um ihren spezifischen Basisbedarf sicherzustellen. Die Eigenverantwortung der Nachfrager fördert eine präzisere und effizientere Kapazitätsplanung auf individueller Ebene.

Der dezentrale Ansatz wird jedoch als unzureichend erachtet, um den Gesamtsystembedarf in extremen oder ungewöhnlichen Knappheitssituationen zu decken. Aus diesem Grund sieht der Vorschlag für die zweite Stufe vor, dass die noch benötigten Kapazitäten zur Deckung des Gesamtsystembedarfs zentral beschafft werden. Hier kommt der zentrale Kapazitätsmarkt zum Tragen, der durch eine zentrale Instanz gesteuert wird. Die zentrale Beschaffung gewährleistet somit die Versorgung in außergewöhnlichen Knappheitssituationen mit ausreichenden und zuverlässigen Kapazitäten.

Die dritte Stufe umfasst schließlich den klassischen physischen Handel von Strom. In dieser Phase wird die Funktionsweise des wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes besonders deutlich, indem der Stromhandel um eine Pönale ergänzt wird. Pönalen werden fällig, wenn Nachfrager in Knappheitssituationen von der Nachfragemenge abweichen, die sie ursprünglich auf dem dezentralen Markt in Stufe 1 abgesichert haben. Im Falle einer Überschreitung der durch Zertifikate gedeckten Kapazität ist eine Zahlung für den zusätzlichen Bedarf zu leisten, der dem Zertifikatspreis zuzüglich einer Pönale entspricht. Gleiches gilt jedoch auch für den Fall, dass zu viele Zertifikate zurückgehalten werden, was eine exakte und bedarfsgerechte Beschaffung der Zertifikate gewährleisten soll.

Abbildung 5-10 zeigt zusammenfassend die drei Stufen, welche zur Umsetzung des Kapazitätsmarktes notwendig sind.

Abbildung 5-10: Die drei Stufen eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an (Monopolkommission 2023)

Die Monopolkommission (2023) empfiehlt jedoch nicht die Einführung in dieser Reihenfolge, sondern schlägt vor, zunächst einen zentralen Kapazitätsmarkt umzusetzen. Dieser ist in Europa etabliert und kann zeitnah eingeführt werden. In diesem zentralen Kapazitätsmarkt soll dann zunächst die Kapazität zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit vom Regulierer beschafft werden. Anschließend soll dann erst eine Ergänzung um den dezentralen Kapazitätsmarkt erfolgen, auf dem die großen Verbraucher ihren Basisbedarf selbstständig und marktlich beschaffen können.

5.4.4 Lokalisitätskomponente im Kapazitätsmarkt

Die Lokalisierung einlastbarer Kraftwerke sollte im Rahmen eines Kapazitätsmarkts ebenfalls Berücksichtigung finden. Aufgrund der zunehmenden Engpässe im heutigen System zwischen Nord- und Süddeutschland steigt der Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung im Süden. Aus diesem Grund diskutieren Amprion; Tenne TSO; 50Hertz; TransnetBW (2024) die Einführung einer Lokalisitätskomponente im Rahmen des Kapazitätsmarkts. Diese Komponente kann auf verschiedene Weise umgesetzt werden, darunter durch regionale Kernanteile oder durch standortabhängige Wettbewerbsboni (Amprion; Tenne TSO; 50Hertz; TransnetBW 2024). Regionale Kernanteile legen fest, dass ein bestimmter Anteil des Kapazitätsbedarfs in einer spezifischen Region gedeckt werden muss, was insbesondere Gebiete mit Netzengpässen adressiert. Der Wettbewerbsbonus verändert die Gebotsreihung zugunsten von Anlagen an netztechnisch vorteilhaften Standorten, ohne die späteren Kapazitätsszahlungen direkt zu beeinflussen.

Die Einführung einer solchen Komponente unterliegt allerdings einer rechtlichen Unsicherheit. Da eine Lokalisitätskomponente eher dem Zweck der Übertragungsgewährleistung („Transmission adequacy“) und weniger der Stromversorgungsgewährleistung („resource adequacy“) dient, ist sie in Anbetracht der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung und des EU-Beihilferechts schwerer durchzusetzen (Amprion; Tenne TSO; 50Hertz; TransnetBW 2024). Des Weiteren könnte sie den Wettbewerb beeinflussen und bestimmte Teilnehmer diskriminieren. Allerdings lässt sich auch argumentieren, dass die Bedenken bezüglich der Übertragungsgewährleistung auch die Stromversorgungsgewährleistung gefährden. Kann dies jedoch nicht entsprechend dargelegt werden, besteht für die Implementierung eine erhöhte Rechtsunsicherheit.

5.4.5 Primärenergiesicherheit im Kapazitätsmarkt

Ein weiterer Aspekt, der im Zusammenhang mit Kapazitätsmärkten Beachtung finden sollte, ist die Primärenergiesicherheit. Die Realisierung von Biomasse- oder Wasserstoffkraftwerken ist

maßgeblich von der Verfügbarkeit großer Mengen an grünem Wasserstoff und Biomasse abhängig. Sollte diese Verfügbarkeit in Zukunft nicht gegeben sein, wird voraussichtlich auch ein Kapazitätsmarkt nicht ausreichend Investitionen in diese Kraftwerke fördern können (BDEW 2023).

Die zukünftigen Entwicklungen rund um grünen Wasserstoff sind von großen Unsicherheiten geprägt. Dies betrifft insbesondere die zukünftige Kostenabschätzung und die Bildung eines Wasserstoffpreises, die als sehr komplex gelten. Hohe Wasserstoffpreise hätten einen starken Einfluss auf den durchschnittlichen Strompreis. vbw (2023) schlagen daher eine Subventionierung der Wasserstoffkosten, in Form eines CfDs vor. Dadurch könnten die Wasserstoffpreise und damit auch die durchschnittlichen Strompreise gesenkt werden. Die Studie zeigt jedoch, dass eine Wasserstoffsubventionierung wiederum Auswirkungen auf die Rentabilität von EE hätte. In ihren Modellierungen sinken die Marktwerte von EE mit einer Wasserstoffsubventionierung auf ein Niveau, welches unter ihren LCOE liegt.

Dies verdeutlicht, dass die Sicherung der Verfügbarkeit und die Finanzierbarkeit von Wasserstoff zwar von hoher Bedeutung ist, insbesondere für die Implementierung eines Kapazitätsmarkts, dabei jedoch ein ausgewogener Ansatz verfolgt werden sollte, welcher keine negativen Auswirkungen auf die Rentabilität von EE hat.

5.5 Schaffung von Lokalisierungssignalen

Wie in Abschnitt 2.3 dargelegt, resultiert die mangelnde Granularität der Strompreise in Deutschland in einer Lokalisierung von Erzeugern und steuerbaren Kapazitäten, welche die Netzbedingungen unzureichend berücksichtigt. Anlagen investieren in Standorte, welche aus ihrer Sicht die höchsten Erträge bringen. Dies resultiert jedoch aus Netzsicht vermehrt in einer ineffizienten Gesamtverteilung der Erzeuger in Deutschland und damit in erhöhten Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement. Aus diesem Grund erfährt die Diskussion über alternative Instrumente zur Förderung effizienter Lokalisierungssignale eine zunehmende Relevanz. Solche Instrumente sind von Bedeutung, um eine netzdienliche Integration der EE zu ermöglichen und um die Kosten für den Ausbau der Netzinfrastruktur zu reduzieren. In diesem Kapitel erfolgt eine Untersuchung verschiedener Instrumente zur Schaffung effizienter Standortssignale in Deutschland. Zunächst werden dabei Anpassungen betrachtet, die direkt im Großhandelsmarkt vorgenommen werden könnten. Anschließend werden Instrumente untersucht, die alternativ oder auch ergänzend außerhalb des eigentlichen Großhandelsmarktes zum Einsatz kommen könnten.

5.5.1 Gebotszonenteilung (Zonal Pricing)

Die Gebotszonenteilung stellt eine Möglichkeit dar den volkswirtschaftlichen Wert, der auf Grund von Netzengpässen nicht überall gleich ist, in differenzierten Großhandelspreisen auszudrücken (Consentec; neon 2018). Dies bedeutet, dass durch die Teilung in verschiedene Gebotszonen, unterschiedliche Preise gebildet werden. Grundsätzlich gilt, dass je kleiner die Zonen sind, desto feiner ist die räumliche Differenzierung. Im Rahmen der „Bidding Zone Review“, welche durch die deutschen ÜNBs durchgeführt wird, wird aktuell für Deutschland der optimale Zuschnitt der Gebotszonen untersucht. Dabei wird eine Teilung in zwei bis vier Zonen analysiert. Die Teilung in Nord und Süd wird in Deutschland bereits seit vielen Jahren diskutiert. Grund dafür sind die bereits erwähnten wiederkehrenden Netzengpässen zwischen diesen Regionen, die vor allem durch die ungleiche Verteilung der Stromerzeugung aus EE und den unterschiedlichen Verbrauchsmustern verursacht werden.

Eine solche Aufteilung würde voraussichtlich zu höheren Strompreisen im Süden und niedrigeren Preisen im Norden führen. Dies würde zu einer Steigerung der Erträge der EE -Anlagen im Süden führen, was wiederum einen stärkeren Investitionsanreiz schaffen würde (Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK 2024b). Forschungen von Egerer et al. (2016) zeigen, dass die Notwendigkeit von Netz- und Redispatchmaßnahmen durch die Einführung verschiedener Gebotszonen abnehmen könnte. Trepper et al. (2015) präsentieren ähnliche Ergebnisse und weisen zudem auf signifikante Umverteilungseffekte hin, von denen Verbraucher im Norden und Erzeuger im Süden profitieren würden.

Dies ist einer der Gründe, warum die Gebotszonenteilung in Deutschland politisch sehr umstritten ist und keine Einigkeit besteht. In einem Untersuchungsprozess der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) zur Bewertung der Vorteile der Gebotszonenteilung konnte weder auf ÜNB-Ebene noch zwischen den Regulierungsbehörden Einigkeit erzielt werden (Pototschnig 2020).

Auch aus energiewirtschaftlicher Sicht kann die Teilung der Gebotszonen zu Problemen führen. Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK (2024b) demonstrieren den Verfall der Marktwerte von EE in Norddeutschland als Resultat der Teilung. Die geringen Preise und die niedrigere Nachfrage verstärken den Kannibalisierungseffekt der EE und könnten langfristig ihre marktliche Refinanzierung erschweren (vgl. Herausforderung 6).

Fraunholz et al. (2021) weisen darauf hin, dass eine Konfiguration der Gebotszonen auf Basis des aktuellen Kraftwerksparks und der Netzkapazitäten bei Einführung bereits überholt sein könnte, was an den bis dahin getätigten Netz- und Erzeugungsinvestitionen liegt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Gebotszonenteilung zwar positive Effekte haben kann und sich auch im europäischen Ausland, beispielsweise in Dänemark, Schweden und Italien, bereits bewährt hat. Allerdings erscheint ihre politische Umsetzung in Deutschland aufgrund der damit verbundenen Umverteilungseffekte sehr schwierig. Eine Umsetzung könnte daher voraussichtlich nur durch wachsenden Druck durch die europäischen Nachbarländer erfolgen.

5.5.2 Nodal Pricing

Nodal Pricing ist die kleinstmögliche räumliche Differenzierung der Großhandelspreise. Dabei wird für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes, typischerweise für jedes Umspannwerk oder Kraftwerk, ein spezifischer Preis gebildet (Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK 2024b). Dieser Preis variiert je nach lokalen Bedingungen wie Erzeugungskapazität, Nachfrage und Übertragungskapazität des Netzes. Auf diese Weise spiegeln sie die Grenzkosten für die Bereitstellung der letzten Einheit Strom an einem bestimmten Ort wider, was eine effiziente Ressourcennutzung fördert. Aus diesem Grund wird häufig auch der Begriff Locational Marginal Pricing verwendet (Consentec; neon 2018).

Nodal Pricing erhöht somit die Transparenz über die Kosten der Stromversorgung, da nicht nur die Erzeugung selbst, sondern auch die Stromübertragung berücksichtigt wird. Dadurch werden Anreize für die Erzeuger geschaffen, ihre Investitionsentscheidungen an den tatsächlichen Netzverhältnissen auszurichten und beispielsweise Kraftwerke in der Nähe der Verbrauchszentren zu bauen und zu betreiben (Pollitt et al. 2024).

Die erfolgreiche Umsetzung von Nodal Pricing setzt jedoch anspruchsvolle technische Systeme und umfangreiche Marktanalysen voraus, da die Preisbildung in Echtzeit erfolgen und eine Vielzahl von

Faktoren berücksichtigen muss. Darüber hinaus führt Nodal Pricing ebenso wie die Gebotszonenaufteilung zu Umverteilungseffekten und damit zu regionalen Nachteilen für einige Verbraucher (Trepper et al. 2015; EC 2023). Die EC (2023) weist außerdem darauf hin, dass es insbesondere in kleineren Gebotszonen zu Liquiditätsproblemen und damit zu Marktmachtmissbrauch kommen könnte.

5.5.3 Marktbasierter Redispatch

Der marktbasierte Redispatch stellt ein Instrument dar, welches außerhalb des eigentlichen Großhandelsmarktes Lokalisierungssignale geben kann. Dies bedeutet, dass durch ihn nicht die Preisbildung auf dem Strommarkt beeinflusst wird, sondern das Problem mit den Netzrestriktionen nach dem Strommarkt gelöst wird.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Konzept des Redispatch bereits ausführlich diskutiert. Der aktuelle Redispatch 2.0 basiert auf einem kostenorientierten Mechanismus, der gemäß des EnWG so ausgestaltet ist, dass die betroffenen Anlagenbetreiber keinen wirtschaftlichen Vorteil aus den Redispatch-Maßnahmen ziehen sollen. Es wird eine Vergütung gewährt, die sich an den zeitvariablen Kosten der betroffenen Anlagen orientiert. Der wesentliche Unterschied zum kostenbasierten Redispatch besteht darin, dass der marktbasierte Redispatch nicht auf den tatsächlichen Kosten, sondern auf einem marktwirtschaftlichen Konzept basiert, in welchem die Vergütung für die freiwillige Teilnahme am Redispatch auf Basis der abgegebenen Gebote erfolgt (neon; Consentec 2019). Anstatt wie im Rahmen von Redispatch 3.0 (vgl. 5.2.2) vorgeschlagen lediglich lastseitige Flexibilitäten einzubeziehen, könnte dieser marktorientierte Ansatz auch den kostenbasierten Ansatz vollständig ersetzen.

Die Integration neuer Akteure in das System trägt zur Stärkung des Wettbewerbs bei, indem sie die Vielfalt der Marktteilnehmer erhöht und den bisherigen Versorgern zusätzliche Konkurrenz bietet. Außerdem werden neue Lokalisierungssignale geschaffen, indem höhere Vergütungen für Anlagen ermöglicht werden, die nahe an Netzengpässen platziert sind. Dadurch werden Anlagenbetreiber motiviert, ihre Kapazitäten in unmittelbarer Nähe zu Engpässen zu errichten oder zu betreiben, weil sie für schnelle und effektive Einsätze zur Engpassbewältigung besser entlohnt werden.

Trotz der potenziellen Vorteile weist der marktbasierte Ansatz zwei zentrale Schwächen auf. Zum einen besteht die Gefahr, dass die Marktmacht großer Stromerzeuger gestärkt wird, wenn nicht genügend neue Teilnehmer hinzukommen, was zu höheren Redispatchkosten führen könnte. Zum anderen ist das Risiko des sogenannten Increase-Decrease (Inc-Dec) Gamings zu beachten. Inc-Dec Gaming bezieht sich auf das strategische Verhalten von Marktteilnehmern, um ihre Erlöse zu maximieren, indem sie ihre Positionen auf dem Spotmarkt im Voraus des Redispatch-Marktes anpassen. Dies geschieht, indem sie ihre Gebote im Spotmarkt so anpassen, dass sie im Falle einer Netzüberlastung im Vorteil sind (ZBW 2019). Dadurch können Netzengpässe zunehmen und damit die Kosten für Netzbetreiber ansteigen.

Zudem argumentieren neon; Consentec (2019) dass in der deutschen Einheitspreiszone, wenn sie auf einem kostenbasierten Redispatch beruhen würde, keine adäquate regionale Steuerung der Investitionen erfolgt. Das bedeutet, dass der Ansatz nicht ausreichen würde, um effektiven Anreize für Investitionen in netzdienliche Standorte zu schaffen und stattdessen eher ergänzend genutzt werden könnte. Auch bei einer ergänzenden Nutzung sind jedoch Maßnahmen erforderlich, um vor allem das zuvor genannte strategische Bieterverhalten (Inc-Dec) zu unterbinden.

5.5.4 Erzeugungsseitige Netzentgelte (G-Komponente)

Ein weiteres Instrument zur außermärklichen Bildung von Lokalisierungssignalen stellen erzeugungsseitige Netzentgelte dar. In Deutschland werden die Netzentgelte derzeit ausschließlich von der Verbraucherseite getragen. Dies bedeutet, dass die Erzeuger keine Netzentgelte zahlen müssen und somit auch nicht von ihren eigenen Auswirkungen auf die Netzkosten betroffen sind (EUI 2012). Daher besteht die Überlegung, auch die Erzeuger anteilig an den Netzentgelten zu beteiligen, was durch die Einführung einer G-Komponente (als Pendant zur L-Komponente) geschehen soll (Haucap und Pagel 2013). Um die regionalen Unterschiede in der Netzauslastung und den Netzausbaukosten zu berücksichtigen, soll die G-Komponente regional differenziert werden. Dadurch sollen Anreize geschaffen werden, Erzeugungsanlagen dort zu errichten, wo sie das Netz weniger belasten bzw. wo bereits ausreichend Netzkapazität vorhanden ist.

Die G-Komponente kann entweder auf Basis der erzeugten Energie oder auf Basis der installierten Leistung berechnet werden. Im ersten Fall werden die Netzentgelte auf Grundlage der tatsächlich eingespeisten Energiemengen berechnet. Dies bedeutet, dass Erzeuger, die mehr Strom ins Netz einspeisen, auch höhere Netzentgelte zahlen. Bei der Berechnung auf Basis der installierten Kapazität werden die Netzentgelte auf die Kapazität der Erzeugungsanlagen, d. h. deren maximale Leistung, bezogen. Einige Studien sprechen sich für eine kapazitätsbasierte Festlegung aus und begründen dies mit einer gerechteren Verteilung der Netzkosten, da große Erzeuger stärker an den Kosten beteiligt werden (Camacho und PÉREZ-ARRIAGA 2007; Monopolkommission 2015). Ein weiterer entscheidender Faktor bei der Bestimmung der G-Komponente ist der Zeitraum, für den sie festgelegt wird. Wenn die G-Komponente für einen längeren Zeitraum festgelegt wird, können die Erzeuger ihre Investitionen und Betriebskosten besser kalkulieren und langfristige Entscheidungen treffen.

In England hat die Einführung lokal differenzierter Netzentgelte auf der Erzeugungsseite dazu geführt, dass sich Erzeuger näher an den Lastzentren angesiedelt haben. Ob sie auch in Deutschland positive Effekte hat und tatsächlich zu einer Verbesserung des Netzzustandes führt, ist noch nicht erprobt. Löschel et al. (2023) gehen jedoch davon aus, dass eine solche Maßnahme in einem EE-dominierten Stromsystem durchaus einen positiven Effekt haben könnte.

6 Synthese

Im Folgenden erfolgt eine Synthese der Herausforderungen und der betrachteten Lösungsoptionen. Zunächst werden die Wirkungsbereiche aller in Betracht gezogener Lösungsoptionen dargestellt. Anschließend erfolgt eine zusammenfassende Bewertung der Stärken und Schwächen dieser Lösungsoptionen, um zu bestimmen, welche weiterhin betrachtet oder implementiert werden sollten. Im letzten Schritt wird der Fokus erneut auf die Herausforderungen gerichtet, wobei deren Relevanz und Adressierung eingeordnet werden.

6.1 Wirkungsbereiche der Lösungsoptionen

In der Beschreibung der Lösungsoptionen in Kapitel 5 wurde bereits teilweise aufgezeigt, inwiefern die Instrumente die identifizierten Herausforderungen adressieren. Die folgende Tabelle bietet eine zusammenfassende Darstellung dieser Wirkzusammenhänge.

Tabelle 6-1: Gegenüberstellung der Lösungsoptionen und Herausforderungen

	Gebots- sprache	Extreme Strompreise	Mangelnde Durch- lässigkeit	Steigender Bedarf an SDL	Koordination von Flex	Investitionen in EE	Investitionen in einlastbare KW	Investitionen in Flex	Lokalisier- ung
Neue Gebotsformate	X			X	X			X	
„Two-markets“- Ansatz		X				X			
Electricity-as-a- Service		X				X	X		
Co-Optimierung			X	X	X	X	X	X	
Dynamischer Tarif mit Preis- absicherung		X		X	X			X	
Redispatch 3.0			X	X	X			X	
Zeitvariable Netzentgelte				X	X			X	
Zweiseitige CfDs		X				X			
Dezentraler Kapazitätsmarkt			X			X	X	X	(X)
Zentral umfassender Kapazitätsmarkt			X			X	X	X	(X)
Zentral fokussierter Kapazitätsmarkt			X			X	X	X	(X)
Wettbewerbs- gesteuerter Kapazitätsmarkt			X			X	X	X	(X)
Zonal/ Nodal Pricing				X	X			X	X
Marktbasierter Redispatch				X	X			X	X
Erzeugungsseitige Netzentgelte				X	X				X

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Die Zuordnung in der Tabelle basiert auf folgenden Begründungen:

- **Multi-part Bids** und die **Erweiterung der Gebotsformate auf der Nachfrageseite** würden primär die Herausforderung 1 adressieren. Die Verwendung von Multi-part Bids würde eine präzisere Abbildung der Betriebsbedingungen von Erzeugern und Flexibilitäten ermöglichen. Erweiterte Gebotsformate auf der Nachfrageseite ermöglichten eine bessere Berücksichtigung von Nachfrageflexibilität. Dadurch führten beide Instrumente zu einer verbesserten Erzeugungsnutzung, einer optimierten Koordination des Einsatzes von Flexibilitäten und könnten damit den Bedarf an SDL reduzieren. Außerdem schufen sie Investitionsanreize in Flexibilitäten.

- Der „**Two-markets**“-Ansatz könnte in Zeiten hoher Strompreise zu einer Senkung derselben beitragen, indem günstige EE und teure Spitzenlastkraftwerke separat betrachtet würden, sodass keine Einheitspreisbildung stattfände. Zudem könnte durch die Preisgarantie für EE ein Anreiz für Investitionen geschaffen werden.
- Im Ansatz **Electricity-as-a-Service** erfolgt die Bereitstellung des Stroms auf Basis eines festen monatlichen Betrags, weshalb Preisspitzen nicht bei den Verbraucher:innen ankämen. Investitionen in EE und einlastbare Kraftwerke könnten angeregt werden, da feste und planbare Einnahmen generiert werden.
- Die **Co-Optimierung** könnte die Marktdurchlässigkeit erhöhen, den Bedarf an SDL reduzieren und Investitionen in EE und Flexibilitäten fördern, indem sie transparentere Preise schuf und allen Erzeugern ermöglichte, auf Basis ihres gesamten Dienstleistungsspektrums zu konkurrieren.
- Ein **dynamischer Tarif mit Preisabsicherung** würde einen Schutz für Verbraucher:innen vor extrem hohen Strompreisspitzen darstellen, in dem ein vordefiniertes Verbrauchsprofil einen festgelegten Preis garantiert. Gleichzeitig führte dieses Instrument zu einer Reduktion des Bedarfs an SDL, da verbrauchsflexibles Verhalten koordiniert gefördert und finanziell belohnt wird.
- **Redispatch 3.0** könnte die Transparenz und Nutzbarkeit von Flexibilitätpotenzialen auf allen Spannungsebenen erweitern, wodurch die Durchlässigkeit zwischen Märkten verbessert wird. Des Weiteren würde die optimierte Integration von Flexibilitäten einen lokalen Ausgleich von Netzungleichgewichten ermöglichen, wodurch der Bedarf an SDL reduziert und die Koordination sowie Refinanzierung von Flexibilitäten gefördert werden würde.
- **Zeitvariable Netzentgelte** könnten den Bedarf an SDL senken, indem sie die realen Gegebenheiten des Stromversorgungssystems widerspiegeln und Erzeugung und Verbrauch entsprechend darauf reagieren könnten. Dadurch würden sie zusätzlich die Koordination sowie Finanzierung von Flexibilität fördern.
- **Zweiseitige CfDs** stellen eine Möglichkeit Refinanzierung von EE-Investitionen dar. Ihre Umsetzung könnte in unterschiedlichen Formen erfolgen, wobei die richtige Konfiguration essenziell ist, um Marktverzerrungen zu verhindern.
- **Kapazitätsmärkte**, ob dezentral, zentral oder als Mischform gestaltet, würden der Refinanzierung von einlastbaren Kraftwerken dienen, indem sie eine konstante Vergütung außerhalb der Großhandelsmärkte darstellen. Gleiches gilt auch für Investitionsanreize für Flexibilitäten, welche in die Kapazitätsbereitstellung miteinbezogen werden. Des Weiteren würden sie die Durchlässigkeit zwischen Spot- und Kapazitätsmärkten fördern, indem sie eine Teilnahme an beiden Märkten ermöglichen, was beispielsweise bei der aktuellen Kapazitätsreserve nicht der Fall ist. Sollte eine Lokalisierungskomponente rechtlich durchsetzbar sein, hätten Kapazitätsmärkte zusätzlich einen positiven Einfluss auf netzdienliche Lokalisierungsentscheidungen. Es sei darauf hingewiesen, dass die betrachteten Konfigurationen die beschriebenen Herausforderungen in unterschiedlichem Maße adressieren.
- Die Aufteilung der deutschen Einheitspreiszone in Form des **Zonal** oder **Nodal Pricing**, hätte das Potenzial, Netzengpässe zu verringern, indem Lokalisierungsentscheidungen nicht mehr nur basierend auf Erzeugungspotenzialen getroffen werden, sondern auch Netzbedingungen dabei stärker berücksichtigt werden würden. Die entstehenden Preisunterschiede könnten zusätzlich

Investitionen in EE an Standorten mit höherem Bedarf anreizen, die mit günstigeren Netzbedingungen einhergehen.

- Die Einbindung einer Vielzahl neuer Akteure in einem **marktbasierten Redispatch** könnte zu Effizienzsteigerungen bei der Bewältigung von Netzengpässen führen und gleichzeitig Investitionen in Flexibilitäten fördern. Diese könnten durch den marktbasierten Ansatz besser koordiniert und in den Redispatch integriert werden. Zudem würde die Platzierung von Anlagen in der Nähe von Netzengpässen gefördert werden, indem Betreiber für schnelle und effektive Engpassbewältigungen höhere Vergütungen erhalten.
- Die **G-Komponente** integriert die Angebotsseite in die Finanzierung der Netze durch Netzentgelte und kann finanzielle Anreize für eine netzdienliche Standortwahl bieten. Dadurch würden niedrigere Netznutzungsentgelte für die Auswahl entsprechender Standorte ermöglicht werden. Dies adressiert die Herausforderung der Lokalisierung und senkt den Bedarf an SDL.

6.2 Stärken und Schwächen der Lösungsoptionen

Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über alle im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Lösungsinstrumente. Sie bietet eine zusammenfassende Einordnung der in Kapitel 5 beschriebenen Lösungsoptionen, bei der die Stärken und Schwächen tabellarisch zusammengefasst werden. Zusätzlich werden übergeordnete Bewertungskriterien definiert, um einen umfassenden Einblick in die praktische Umsetzbarkeit, die Wirtschaftlichkeit und die Zielgenauigkeit der Instrumente zu geben. Die Anwendung dieser Methodik erlaubt eine fundierte Einordnung der einzelnen Instrumente, wobei deren reale Einflüsse und potenzielle Beiträge auf den Strommarkt berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck werden die folgenden Kriterien definiert:

Effektivität:

Die Effektivität eines Instruments bemisst sich daran, wie gut es die damit adressierten Herausforderungen löst. Ein effektives Instrument sollte einen signifikanten und messbaren Beitrag zur Lösung der Herausforderungen leisten, ohne sich dabei negativ auf andere Herausforderungen auszuwirken.

Effizienz:

Die Effizienz eines Instruments lässt sich anhand der Steigerung der wirtschaftlichen, technischen und betrieblichen Effizienz des gesamten Stromsystems beurteilen. Ein effizienzsteigerndes Instrument trägt dazu bei, die Gesamtkosten des Stromsystems zu senken und gleichzeitig die Zuverlässigkeit der Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

Implementierungsaufwand:

Der Implementierungsaufwand bewertet den Gesamtaufwand, der für die Einführung und dauerhafte Anwendung des Instruments erforderlich ist. Dazu gehören regulatorische Anpassungen, technologische und infrastrukturelle Herausforderungen sowie die Gesamtkosten der Implementierung. Dieses Kriterium soll dazu dienen, die Komplexität und den Aufwand der praktischen Umsetzung des Instruments einzuschätzen.

Forschungsbedarf:

Der Forschungsbedarf gibt Aufschluss über den aktuellen Stand der Forschung und Entwicklung des Instruments. Zudem wird beleuchtet, in welchem Umfang das Instrument bereits erfolgreich in der Praxis zum Einsatz kommt.

Bezüglich der farblichen Einordnung in Spalte 3 ist anzumerken, dass diese auf dem generellen wissenschaftlichen Überblick in dieser Arbeit basiert und keine umfassende multifaktorielle Analyse darstellt. Die Einordnung soll eher eine erste Tendenz aufzeigen, welche Optionen für eine Weiterverfolgung geeigneter sein könnten als andere, und spiegelt eine erste Bewertungstendenz auf der Grundlage der in dieser Arbeit gezeigten Informationen wider.

Grün markiert sind Lösungsoptionen, die signifikante Stärken aufweisen und die relevanten Herausforderungen wirksam angehen. Sie sind zwar häufig mit einem hohen Umsetzungsaufwand verbunden, der potenzielle Nutzen für das Gesamtsystem überwiegt jedoch. Diese Lösungsoptionen sollten prioritär politisch weiterverfolgt und weiterentwickelt werden.

Gelb markierte Lösungsoptionen weisen nicht unbedeutende Vorteile auf, jedoch ist ihre Wirksamkeit häufig noch nicht ausreichend erforscht, sodass sie mit Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Effektivität behaftet sind. Sie sollten grundsätzlich weiterverfolgt werden, ihre Umsetzung bedarf allerdings noch weiterer Untersuchungen.

Rot markierte Lösungsoptionen sind mit erheblichen Nachteilen oder Risiken verbunden. Ihr Potenzial wird in der Regel durch schwerwiegende negative Auswirkungen relativiert. Diese Optionen werden daher nicht zur weiteren Betrachtung empfohlen.

Tabelle 6-2: Lösungsoptionen im Rahmen der Anpassungen auf den Großhandelsmärkten

1. Anpassungen auf den Großhandelsmärkten			
	Stärken	Schwächen	Einordnung
Multi-part bids	+ Präzise Berücksichtigung technischer Anlageneigenschaften + Präzise Preisgestaltung + Effiziente Nutzung von Kapazitäten + Vermeidung von Engpässen + Integration von Flex + Reduktion der Anzahl der Gesamtgebote	– Erfordert neue Clearing- und Preisbildungsregeln – Erfordert europäische Abstimmung	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel
Erweiterung Gebotsformate auf der Nachfrageseite	+ Bessere Darstellung von Nachfrageflexibilität + Effizienter Betrieb von Speicherressourcen + Besserer Umgang mit Angebotsschwankungen + Vermeidung von Engpässen	– Erfordert neue Preisbildungsregeln – Erfordert europäische Abstimmung – Hoher regulatorischer Aufwand (Mindestanforderungen für Teilnahme, Ausgleichsmechanismen, etc.) – Erfordert entsprechende IT-Infrastruktur (z.B. Smart Meter)	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel

„Two-markets“-Ansatz	+ Könnte Strompreis senken + Könnte hohe Zufallsgewinne vermeiden	– Tiefgreifender Eingriff für vorübergehendes Problem – Unterbindet nachfrageflexibles Verhalten – Keine Einsatzsignale/ Reaktion auf Preissignal – Unterbindet EE-Marktintegration	Effektivität: Gering Effizienzgewinn: Gering Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Hoch
Electricity-as-a-Service	+ Anpassung der Kostenstruktur an Angebotsseite + Konstante Kosten für Nachfrager/ Konstante Einnahmen für Erzeuger	– Unterbindet Energieeffizienzreize – Unterbindet Anreize für flexibles Verhalten – Kann zu einer überhöhten Nachfrage und damit zu überflüssigen Investitionen in Erzeugungs- und Netzkapazitäten führen – Benachteiligt einkommensschwächere Haushalte	Effektivität: Gering Effizienzgewinn: Gering Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Hoch
Co-Optimierung	+ Optimiert Nutzung von Ressourcen durch Kombination von Geboten für Strom, Kapazität und SDL + Ermöglicht es allen Erzeugern einschließlich Speicherbetreibern, auf Basis des gesamten Dienstleistungsspektrums zu konkurrieren + Erhöht Marktdurchlässigkeit	– Tiefgreifender Eingriff mit sehr komplexer Integration – Kaum Forschung vorhanden – Keine Praxisbeispiele/ Erprobungen – Bedarf neuer regulatorischer Rahmenbedingungen	Effektivität: Mittel Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Hoch

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Tabelle 6-3: Lösungsoptionen zur Schaffung von Flexibilitätsanreizen

2. Schaffung von Flexibilitätsanreizen			
	Stärken	Schwächen	Einordnung
Dynamischer Tarif mit Preisabsicherung	+ Anreiz für flexibles und suffizientes Verhalten + Ermöglicht es Kunden, von niedrigen Spotpreisen zu profitieren + Sichert Kunden gegen Preisschwankungen ab	– Kombination aus Spotpreisabrechnung und Preisabsicherung kann zu erhöhter Komplexität für Kund:in führen – Genaue Messung und Abgleich des Verbrauchs mit vordefinierten Profil erfordert erheblichen administrativen Aufwand und entsprechende Messinfrastruktur	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Gering

Redispatch 3.0	+ Bezieht kleinteilige Flex in Redispatch mit ein + Potenzial zur Reduktion der Gesamtkosten des Redispatch + Bessere Darstellung der tatsächlichen Kosten von Redispatch-Maßnahmen	– Komplexität in Integration großer Anzahl kleiner, dezentraler Einheiten – Mögliche rechtliche und Regulatorische Herausforderungen bei der Integration neuer marktlicher Mechanismen – Gefahr durch strategisches Bieterverhalten (z.B. Inc-Dec)	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel
Zeitvariable Netzentgelte	+ Schaffen Anreize zur Flexibilitätssteigerung + Gleichmäßigere Auslastung der Netzkapazitäten + Effizientere Vermeidung von Netzengpässen + Potenzielle Kosteneinsparungen bei Verbraucher:innen	– Komplexität und ggf. Mehrkosten für inflexible Verbraucher:innen – Zusätzlicher Investitionsbedarf für Netzbetreiber und für Verbraucher:innen – Kalkulationsmethodik aufwändig	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Tabelle 6-4: Lösungsoptionen zur Finanzierung von erneuerbaren Energien

3. Finanzierung von erneuerbaren Energien			
	Stärken	Schwächen	Einordnung
Zweiseitiger CfD mit stündlichem Referenzmarktpreis	+ Hohe Preisabsicherung + Niedriger Umstellungsaufwand	– Mengenrisiko, da keine Absicherung von Ertragsausfällen – "Produce and Forget" und damit kaum Marktintegration	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Gering Implementierungsaufwand: Gering Forschungsbedarf: Gering
Zweiseitiger CfD mit jährlichem Referenzmarktpreis	+ Hohe Preisabsicherung + Niedriger Umstellungsaufwand + Kurzfristige/ saisonale Marktintegration	– Mengenrisiko, da keine Absicherung von Ertragsausfällen – Verzerrungen im ID-Handel möglich – Festlegung der dynamischen Rückzahlung komplex	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Gering Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Gering
Zweiseitiger CfD mit Cap and Floor	+ Niedriger Umstellungsaufwand + Kurzfristige/ saisonale Marktintegration + Zusätzlicher Anreiz zur Absicherung auf Terminmärkten	– Geringe Preisabsicherung – Mengenrisiko, da keine Absicherung von Ertragsausfällen – Festlegung dynamische Rückzahlung komplex	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Gering
Capability based CfD	+ Kurz- und langfristige Preisabsicherung + Absicherung des Mengenrisikos in Negativpreisphasen + Hohe Marktintegration	– Wetterbedingte Mengenrisiken bleiben bestehen – Hohe Unsicherheiten bei Bestimmung des Produktionspotenzials – Umfangreiche Systemumstellung	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Hoch

Financial CfD	+ Kurz- und langfristige Preisabsicherung + Vollständige Absicherung des Mengenrisikos + Hohe Marktintegration	– Definition Referenzanlage ausschlaggebend für Implementierung – Offener Forschungsbedarf – Umfangreiche Systemumstellung	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Hoch
----------------------	--	--	--

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Tabelle 6-5: Lösungsoptionen zur Sicherung von einlastbaren Kapazitäten

4. Sicherung von einlastbaren Kapazitäten			
	Stärken	Schwächen	Einordnung
Dezentraler Kapazitätsmarkt	+ Hohes Maß an Technologieneutralität + Nachfrageseitige Flex werden gut integriert + Bedarf keiner Auktion	– Stromversorgungssicherheit in extremen Knappheits-situationen nicht garantiert – Keine langfristige Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber – Erfüllung der EU-Richtlinien komplex	Effektivität: Mittel Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Mittel
Zentral umfassender Kapazitätsmarkt	+ Kann gefordertes Maß an Versorgungssicherheit leisten + Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber + Keine Diskriminierung zwischen verschiedenen Technologien und Flex	– Gefahr der Überdimensionierung – Gefahr der Marktmacht – Definition von De-Rating Faktoren komplex	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Gering
Zentral fokussiert Kapazitätsmarkt	+ Kann gefordertes Maß an Versorgungssicherheit leisten + Kann unnötige Kapazitätzahlungen verhindern + Kann damit Kosten für Verbraucher:innen senken	– Gefahr der Überdimensionierung – Segmentierung und Präqualifikationskriterien sind komplex – Hohes regulatorisches Risiko – Definition von De-Rating Faktoren komplex	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Gering
Wettbewerbs-gesteuerter Kapazitätsmarkt	+ Integration von Flexibilitäten + Technologieneutral + Transparenz und Wettbewerb fördern effiziente Preisbildung + Minimierung von Kapazitätsmängel und Überinvestitionen	– Hohe Komplexität und Regulierungsbedarf – Bestimmung des Grundbedarfs unsicher – Bestimmung des Bedarfs in extremen Knappheitssituationen – Höhe der Pönale ausschlaggebend – Übergang von zentralem zu dezentralen Ansatz politisch schwer durchsetzbar	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Tabelle 6-6: Lösungsoptionen zur Schaffung von Lokalisierungssignalen

5. Schaffung von Lokalisierungssignalen			
	Stärken	Schwächen	Einordnung
Gebotszonen- teilung	+ Schafft Lokalisierungssignale + Kann Netzengpässe reduzieren + Weniger komplexe Preisberechnungen, da kleinere Zonen und damit geringere Betriebskosten	– Engpässe werden nicht in Echtzeit gemanagt, wodurch Ineffizienzen durch nicht optimale Allokation von Ressourcen entstehen – Höhere Kostenbelastung für Teile der Bevölkerung	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Mittel
Nodal Pricing	+ Schafft Lokalisierungssignale + Kann Netzengpässe reduzieren + Kann effizienteren Dispatch ermöglichen + Erhöht Transparenz über Kosten der Stromversorgung	– Hohe Komplexität und Implementierungskosten – Marktmachtrisiken bei zu geringer Liquidität – Höhere Kostenbelastung für Teile der Bevölkerung	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Hoch Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel
Marktbasierter Redispatch	+ Fördert durch marktbasierter Auktionen transparentere Preisgestaltung und erhöht Wettbewerb + Integration kleinteiliger EE und Flexibilitäten können zur Netzstabilität beitragen + Lokalisierungsanreize zur Netzentlastung	– Risiko von Marktmacht – Inc-Dec Gaming – Komplexe Überwachung und Regulierung um Missbrauch zu verhindern und die Systemintegrität zu gewährleisten	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Hoch Forschungsbedarf: Mittel
Erzeugungs- seitige Netzentgelte	+ Setzen Anreize für netzdienliche Standortwahl + Reduktion und effizienterer Umgang mit Netzengpässen + Faire Verteilung der Netzentgelte	– Bewertung und Umsetzung einer G-Komponente komplex – Eventuell entstehen Nachteile für deutsche Erzeuger gegenüber ausländischen Anbietern bei Export	Effektivität: Hoch Effizienzgewinn: Mittel Implementierungsaufwand: Mittel Forschungsbedarf: Gering

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

6.3 Erfüllungsgrad der Herausforderungen durch Lösungsoptionen

Die vorangegangene Einordnung der Optionen stellt ein generelles Lösungsbündel dar, um die identifizierten Herausforderungen zu bewältigen. Im Folgenden wird darauf aufbauend dargestellt, inwieweit die Herausforderungen durch die priorisierten Lösungsoptionen adressiert werden können. Daraus ergibt sich, wie in Tabelle 6-7 dargestellt, ein Gesamtbild, das aufzeigt, in welchen Bereichen die Lösungsoptionen unzureichend sein könnten.

Tabelle 6-7: Erfüllungsgrad der Herausforderungen durch Lösungsoptionen

Herausforderung	Relevanz	Adressierung durch Lösungsoptionen
1. Gebotsformate	Mittel	Ausreichend
2. Extreme Strompreise	Niedrig	Ausreichend
3. Mangelnde Durchlässigkeit	Niedrig	Ausreichend

4. Steigender Bedarf an SDL	Mittel	Ausreichend
5. Koordination von Flex	Mittel	Ausreichend
6. Investitionen in EE	Hoch	Nicht ausreichend
7. Investitionen in einlastbare KW	Hoch	Ausreichend
8. Investitionen in Flex	Hoch	Ausreichend
9. Lokalisierung	Mittel	Teilweise

Quelle: eigene Darstellung, Öko-Institut e. V.

Herausforderung 1: Gebotsformate

Herausforderung 1 beschreibt die Ineffizienzen beim Dispatch, die im heutigen System aus den eingeschränkten Gebotsformaten resultieren. Einzel- und Blockgebote ermöglichen nur eine limitierte Abbildung der komplexen Betriebsbedingungen und Kostenstrukturen der Erzeugung.

Diese Problematik spielt zwar eine wichtige Rolle für die Effizienz des Dispatchs, stellt aber kein Ausschlusskriterium für ein Stromsystem mit 100 % EE dar. Die vorgeschlagenen Lösungen könnten dieser Herausforderung angemessen begegnen. Die Einführung von Multi-Part bids und die Erweiterung der Gebotsformate auf der Nachfrageseite unterstützen einen präziseren und effizienteren Dispatch. Die dafür erforderlichen Anpassungen des Clearings und der Preisbildung stellen zwar eine erhebliche Veränderung dar, insgesamt würden diese den Clearingalgorithmus jedoch vereinfachen und entlasten.

Herausforderung 2: Extreme Strompreise

Die Herausforderung extremer Strompreise auf den Großhandelsmärkten mit negativen Preisen einerseits und extrem hohen Preisen andererseits stellt zwar ein erkennbares Problem dar, wird aber nicht als sehr kritisch angesehen. Negative Preisspitzen, die durch ein Überangebot bei hoher Erzeugung und geringer Nachfrage entstehen können, werden bereits heute durch die Aussetzung von Förderzahlungen bei negativen Preisen adressiert und könnten in Zukunft durch die Einführung von angemessenen CfDs zusätzlich reduziert werden. Ein wachsender Anteil an Flexibilitäten adressiert dieses Problem ebenfalls, indem sie das Überangebot an Strom effektiv abnehmen und damit das Marktgleichgewicht stabilisieren.

Das gegenteilige Ereignis sehr hoher Strompreise in Knappheitssituationen ist ein normales Marktereignis. Verbraucher:innen müssen trotz allem bis zu einem gewissen Grad davor geschützt werden. Im bisherigen System haben Verbraucher:innen meist Stromtarife, welche einen festen Preis pro kWh festlegen, wodurch sie weitestgehend von Strompreisspitzen geschützt sind. In dieser Arbeit wurde nun das Konzept der dynamischen Stromtarife thematisiert, welche in ihrer Grundform keinen direkten Schutz vor Preisspitzen bieten. Werden sie jedoch wie beschrieben mit einer Preisabsicherung konfiguriert, schützen sie wirksam vor Preisspitzen und adressieren die Herausforderung damit ausreichend.

Herausforderung 3: Mangelnde Durchlässigkeit zwischen Märkten

In den letzten Jahren wurden in Deutschland durch verschiedene Anpassungen bereits erhebliche Fortschritte bei der Integration und Koordination der Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemärkte erzielt, welche die beschriebene Herausforderung bereits zu weiten Teilen relativieren. Einige der in dieser Arbeit vorgeschlagenen Instrumente haben neben ihrer Hauptfunktion auch positive

Auswirkungen auf die Durchlässigkeit der Märkte und könnten diese noch weiter erhöhen. Zu diesen Instrumenten gehört unter anderem der Redispatch 3.0, der einen zusätzlichen Markt für kleinteilige Flexibilitäten schafft und es diesen ermöglicht, Redispatchkapazitäten anzubieten, wodurch die Transparenz und Nutzbarkeit von Flexibilitätspotenzialen auf allen Spannungsebenen verbessert wird. Die Einführung eines Kapazitätsmarkts könnte die Durchlässigkeit zwischen den Märkten erhöhen, indem er es Kapazitätsanbietern ermöglicht, parallel am Strommarkt aktiv zu sein und so verbesserte Vermarktungspotenziale zu nutzen. Diese Instrumente können somit über ihre Kernfunktion hinaus die bestehende Herausforderung weiter entschärfen und so zu einer effizienteren Stromallokation und Anpassungsfähigkeit unter dynamischen Marktbedingungen beitragen.

Herausforderung 4: Steigender Bedarf an SDL

Herausforderung 4, die sich mit dem steigenden Bedarf an SDL befasst, kann bereits in den kommenden Jahren voraussichtlich durch verbesserte Erzeugungsprognosen abgeschwächt werden. Verschiedene Lösungsinstrumente, die in dieser Arbeit beschrieben wurden, können diese Herausforderung noch weiter abmildern. Zu diesen Instrumenten gehören in erster Linie solche, die den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten fördern. Dazu zählen neben Redispatch 3.0 auch zeitvariable Netzentgelte und die bedingte Netznutzung. Eine Aufteilung der Gebotszonen hätte ebenfalls das Potenzial, Netzengpässe vor allem auf der Übertragungsnetzebene zu verringern. Aber auch dynamische Stromtarife mit Preisgarantien fördern lastflexibles Verhalten und können damit den Einsatz von SDL reduzieren. Die Anpassung der Gebotsformate auf der Angebots- und Nachfrageseite können den Bedarf an Regelernergie senken, indem eine effizientere Ressourcennutzung ermöglicht wird. Auch diese Herausforderung kann folglich durch die betrachteten Lösungsoptionen ausreichend adressiert werden.

Herausforderung 5: Koordination von Flexibilitäten

Die effiziente Koordination von Flexibilitätsressourcen im Stromsystem ist entscheidend, um auf Schwankungen in der Stromerzeugung und -nachfrage adäquat reagieren zu können. Um dieser Herausforderung zu begegnen, wurden verschiedene Instrumente diskutiert. Eines dieser Instrumente ist die Einführung von Redispatch 3.0, wobei eine marktbasierende Koordination von Flexibilitäten denkbar wäre. Ebenso könnten zeitvariable Netzentgelte in Kombination mit der bereits eingeführten bedingten Netznutzung zu einer effizienten Koordination beitragen, indem Anreize für einen netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten geschaffen werden. Angepasste Gebotsformate auf der Angebots- und Nachfrageseite unterstützen zusätzlich die Koordination des Flexibilitätseinsatzes, indem sie diesen an die Netz- und Marktbedingungen anpassen.

Herausforderung 6: Investitionen in EE

Herausforderung 6 thematisiert das zukünftige Refinanzierungsrisiko für EE und adressiert die Bedenken, welche in Zukunft aufgrund der Preiskannibalisierung bestehen. Um diese Unsicherheiten nicht zu einem Hemmnis für Investitionen in EE werden zu lassen, ist es erforderlich, zumindest kurz- und mittelfristig Absicherungsmechanismen beizubehalten, die eine Refinanzierung der Anlagen garantieren. Die aktuelle Förderung in Form der gleitenden Marktprämie bietet zwar eine hohe Investitionssicherheit, kann jedoch zu Marktverzerrungen und Überförderung führen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden daher diverse zweiseitige CfDs untersucht, welche sich in ihrer Risikoabsicherung, ihrem Beitrag zur Marktintegration von EE und ihrer benötigten Systemumstellung unterscheiden. Die betrachteten produktionsabhängigen CfD-Varianten sind größtenteils mit mangelnder Marktintegration verbunden. Um dem entgegenzuwirken, wurden zwei

produktionsunabhängige CfDs beschrieben, welche EE stärker den Marktsignalen aussetzen, aber gleichzeitig auch eine Preisabsicherung bieten. Der Financial CfD erweist sich als ein vielversprechendes Instrument, um die Refinanzierung bei gleichzeitiger Marktintegration zu ermöglichen. Allerdings besteht noch erheblicher Forschungsbedarf hinsichtlich der Definition der Referenzanlage, da diese essenziell für die effektive Umsetzung des Instruments ist.

Die vorgeschlagenen Lösungsoptionen zeigen, dass es voraussichtlich praktikable Ansätze gibt, um die Refinanzierung von EE kurz- und mittelfristig sicherzustellen. Sie alle basieren jedoch in unterschiedlichem Maße auf einer staatlichen Absicherung. Ein Blick in das EEG zeigt, dass nach dem Kohleausstieg der Fokus auf einem marktgetriebenen Ausbau der EE liegen soll. Nach §1a sollen dann keine Zahlungen mehr geleistet werden, die als Förderung anzusehen sind. Allerdings ist der Begriff "Förderung" in diesem Kontext nicht genau definiert. Eine Zulässigkeit von CfDs wäre demnach fraglich, da sie sowohl als staatliche Förderung oder auch als staatliche Absicherung interpretiert werden könnten.

Unter der Annahme, dass jegliche Form staatlicher Absicherung untersagt ist und die Refinanzierung rein marktlich erfolgen soll, ist die Rentabilität von EE abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Strompreise. Wie in den Abschnitten 4.2 und 5.4.5 diskutiert, ist diese Entwicklung jedoch sehr unsicher, da sie wiederum von einem schwer prognostizierbaren Wasserstoffpreis abhängt. Folglich wäre die Refinanzierung nicht garantiert, was ein großes Risiko für Investoren darstellen würde und damit Investitionen ausbremsen könnte. Um dem entgegenzuwirken, wäre folglich eine staatliche Absicherung sinnvoll, aber eben in ihrer rechtlichen Zulässigkeit unklar. In diesem Zusammenhang könnte man ebenfalls die Frage stellen, ob eine staatliche Absicherung bei angemessener Umsetzung überhaupt problematisch ist. Schließlich lässt sich argumentieren, dass dies bei Zahlungen auf einem Kapazitätsmarkt ebenfalls der Fall wäre. Inwiefern diese staatliche Absicherung letztlich finanziert wird müsste jedoch geklärt werden. In diesem Kontext wäre die Wiedereinführung einer Umlage auf den Strompreis eine denkbare Option.

Zusammenfassend ist die Relevanz dieser Herausforderung als sehr hoch einzustufen, da sie ausschlaggebend für das Gelingen der Energiewende ist. Die betrachteten Lösungsoptionen in Form der CfDs könnten kurz- und mittelfristig ein adäquates Instrument zur finanziellen Absicherung darstellen, sofern sie nach §1a EEG zulässig sind. Die effiziente Gestaltung der CfDs wäre dabei von großer Bedeutung, um aufgrund der langen Förderlänge Lock-In-Effekte zu verhindern. Ein bisher unberücksichtigter Aspekt ist die Finanzierung von kleineren EE-Anlagen wie PV-Aufdachanlagen. Es ist unklar, ob sich diese rein über den Eigenverbrauch finanzieren lassen, oder ob auch hier CfD-Modelle anwendbar sind. Zudem ist die Alternative der rein marktlichen Refinanzierung mit zu großen Unsicherheiten verbunden. Es gibt keine Klarheit über den Umgang mit dem Wasserstoffpreis, weshalb schnelle Regelungen erforderlich sind, um Investoren Planungssicherheit zu gewährleisten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass wesentliche Investitionen ausbleiben und der EE-Ausbau zu langsam voranschreitet.

Herausforderung 7: Investitionen in einlastbare Kraftwerke

Einlastbare Kraftwerke sind essenziell für die zukünftige Sicherstellung von Versorgungssicherheit in Deutschland. Besonders in Zeiten, in welchen die EE-Erzeugung für einen längeren Zeitraum ungenügend ist und Speicher oder Nachfrageflexibilität diesen Zeitraum nicht überbrücken können, bedarf es einlastbarer Kraftwerke. Nach dem aktuellen Forschungsstand, ist davon auszugehen, dass hierfür Kraftwerke eingesetzt werden, die grünen Wasserstoff nutzen. Zur effizienten Refinanzierung dieser Kraftwerke wird die aktuelle strategische Reserve an ihre Grenzen kommen. Die Refinanzierung über den EOM erscheint grundsätzlich möglich, allerdings ist die zukünftige

Entwicklung hinsichtlich der Verfügbarkeit von EE und Flexibilitäten sowie der Dispatchhäufigkeit der einlastbaren Kraftwerke mit Unsicherheiten behaftet. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes ist daher sinnvoll und wird in dieser Arbeit anhand von drei unterschiedlichen Ausgestaltungen untersucht.

Zentrale Kapazitätsmärkte, die in Europa weit verbreitet sind und kurzfristig implementiert werden könnten, bieten eine hohe Effektivität bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und garantieren den Erzeugern langfristige, konstante Zahlungen, was ein hohes Maß an Investitionssicherheit mit sich bringt. Allerdings ist die Integration von Flexibilitäten schwierig, da ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit nur schwer über De-Rating-Faktoren abgebildet werden kann, was dazu führen kann, dass bestimmte Flexibilitätspotenziale nicht ausreichend berücksichtigt werden. Komplex ist auch die Frage, ob der zentrale Kapazitätsmarkt fokussiert oder umfassend ausgestaltet werden soll. Die ursprüngliche Idee des fokussierten Ansatzes ist es, die Kosteneffizienz zu erhöhen, indem nur vorqualifizierte Erzeuger am Kapazitätsmarkt teilnehmen können und Altanlagen keine Vorteile gegenüber Neuanlagen haben. Dies hat jedoch den Nachteil, dass es die Technologieoffenheit untergräbt und zu Ineffizienzen führen kann. Umfassende zentrale Kapazitätsmärkte haben den Vorteil, dass alle Erzeuger einbezogen werden können, die letztlich Kapazität anbieten können.

Die Lösungsoption wettbewerblicher Kapazitätsmarkt greift den dezentralen Kapazitätsmarkt auf und kombiniert ihn mit einem zentralen Ansatz. Die Idee ist, die Vorteile eines dezentralen Kapazitätsmarktes wie Flexibilitätsintegration und Technologieoffenheit zu nutzen und gleichzeitig das Problem der unzureichenden Gesamtkapazitätsbereitstellung zu lösen, indem ein zentraler Kapazitätsmarkt auf den dezentralen aufbaut. Das Konzept ist grundsätzlich interessant und stellt einen innovativen Ansatz dar. Allerdings gibt es noch viele Unsicherheiten bei der Umsetzung. Dazu gehört z.B. die komplexe Bestimmung des Grundlastbedarfs und des Gesamtkapazitätsbedarfs. Zudem ist unklar, inwieweit der Übergang von einem zentralen zu einem dezentralen Markt politisch durchsetzbar ist, insbesondere auf europäischer Ebene.

Insgesamt ist festzuhalten, dass alle betrachteten Kapazitätsmarktmodelle potenziell in der Lage sind, Investitionen in einlastbare Kraftwerke zu fördern und somit der Herausforderung ausreichend begegnet wird. Jede der betrachteten Optionen hat seine spezifischen Vor- und Nachteile und weist Herausforderungen bei der Parametrierung auf. Die Festlegung auf eine der Ausführungen ist im Rahmen dieser Arbeit nicht zweckmäßig. Generell erscheint eine Einführung eines zentralen Kapazitätsmarktes jedoch sinnvoll, da dieser zeitnah umgesetzt werden könnte. Dabei könnte zunächst ein umfassender Ansatz gewählt werden, um die Technologieoffenheit zu bewahren. Die Überführung in einen wettbewerblichen Kapazitätsmarkt wäre daraufhin immer noch möglich und könnte nach genauerer Untersuchung umgesetzt werden. In diesem Zuge könnte auch die Funktionalität des umfassenden zentralen Kapazitätsmarkts überprüft werden und gegebenenfalls auf eine fokussierte Ausführung umgestellt werden.

Herausforderung 8: Investitionen in Flexibilität

Herausforderung 8 betont die Relevanz von Flexibilität im Stromsystem und konstatiert, dass finanzielle Anreize für Investitionen in Flexibilität im aktuellen System fehlen. Um diesem Mangel entgegenzuwirken, wurden verschiedene Lösungsansätze identifiziert.

Ein effizientes Instrument zur Anreizung von nachfrageflexiblem Verhalten sind dynamische Stromtarife mit Preisabsicherung. Diese bieten direkte finanzielle Anreize für Verbraucher:innen, in Flexibilitätstechnologien zu investieren, indem sie Gutschriften für flexible Verbrauchsanpassungen

gewähren. Dadurch wird flexibles Verhalten und aktive Teilnahme am Strommarkt gefördert. Ein weiteres Instrument ist die Erweiterung der Gebotsformate auf der Nachfrageseite. Diese ermöglichen Verbraucher:innen, ebenfalls aktiv am Markt teilzunehmen und ihre Flexibilität zu monetarisieren, was die Attraktivität von Flexibilitätstechnologien steigert.

Die Schaffung von Investitionsanreizen zur netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung kann mittels der Einführung von Redispatch 3.0 erfolgen. Die Umsetzung wäre beispielsweise mit Hilfe einer Flexibilitätsplattform für nachfrageseitige Flexibilitäten denkbar. Insgesamt könnten dadurch kleinteilige Flexibilitätspotenziale besser vermarktet werden, was wiederum Investitionen in Flexibilitätstechnologien anregen könnte.

Herausforderung 9: Lokalisierung in der deutschen Einheitspreiszone

Die Lokalisierung von volatilen Erzeugern und steuerbaren Kapazitäten erfolgt in Deutschland primär basierend auf dem Ertragspotenzial der entsprechenden Region. Netzrestriktionen werden weder bei der Standortwahl noch beim Dispatch berücksichtigt, was zu einem wachsenden Bedarf an nachträglicher Engpassbewirtschaftung führt. Um dem entgegenzuwirken, ist der Netzausbau in den nächsten Jahren unumgänglich. Allerdings ist fraglich, ob der Netzausbau im gleichen Tempo voranschreitet wie der EE-Ausbau, weshalb trotz Netzausbaus in der Transformationsphase mit einem steigenden Anteil an Engpässen zu rechnen ist. Als vorübergehende Unterstützung, bis das Netz ausreichend ausgebaut ist, wurden verschiedene Instrumente diskutiert, um den Netzausbau zu unterstützen und dessen Kosten zu reduzieren.

Als Anpassung auf den Großhandelsmärkten wurde die Aufteilung der deutschen Einheitspreiszone betrachtet. In verschiedenen Studien wurde nachgewiesen, dass Redispatchkosten durch die Aufteilung in zwei oder mehreren Preiszonen reduziert werden könnten (Egerer et al. 2016; Trepper et al. 2015). Die entstehenden Preisunterschiede in den unterschiedlichen Zonen würden die Marktwerte besonders in den südlichen Bundesländern erhöhen und somit eine Lokalisierungswirkung für neue EE-Anlagen und Speicher entfalten (Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK 2024b). Ein gleichzeitiger Rückgang der Strompreise und Marktwerte in den nördlichen Preiszonen würde allerdings die dortige Rentabilität von EE weiter schwächen. Die steigenden Strompreise in Süddeutschland würden zu wirtschaftlichen Nachteilen für die dort ansässige Industrie führen, weshalb die politische Akzeptanz in den entsprechenden Bundesländern gering ist.

Die Konfiguration der Gebotszonen ist entscheidend für die Effizienz einer Zonenteilung (Grimm et al. 2016). Der für 2024 erwartete Abschlussbericht der Bidding Zone Review von ACER stellt daher einen wichtigen Beitrag zur Diskussion dar und wird ausschlaggebend für die letztliche Entscheidung sein.

Des Weiteren wurden ergänzende Instrumente betrachtet, die außerhalb der Großhandelsmärkte zum Einsatz kommen. Der marktbasierte Redispatch, der grundsätzlich effiziente Anreize für netzdienliche Lokalisierung geben kann, ist aufgrund der beschriebenen Gefahr der Marktmacht und des strategischen Bieterverhaltens jedoch kritisch zu betrachten. Die erzeugungsseitigen Netzentgelte hingegen eignen sich als Instrument, um regionale Investitionsanreize zu setzen, ohne dabei zu größeren Verzerrungen zu führen.

7 Schlussfolgerung und Empfehlungen

Die Untersuchungen im Bereich Dispatch haben ergeben, dass die Kurzfristmärkte im aktuellen System gut funktionieren und die Merit-Order ein geeigneter Mechanismus ist, um Angebot und Nachfrage darzustellen. Daher sind tiefgreifende Eingriffe wie die Marktsegmentierung oder ein Abonnementmodell für Strom nicht empfehlenswert. Im Bereich der Gebotsformate wurden jedoch große Effizienzpotenziale identifiziert. Multi-Part Bids könnten im Day-Ahead-Markt auf der Angebotsseite zu einer präziseren und effizienteren Preisbildung führen, da tatsächliche Kostenstrukturen besser abgebildet werden. Auf der Nachfrageseite könnten neue Gebotsformate wie Produkte zur Darstellung einer preiselastischen Last oder von verschiebbaren Mengen die benötigten Flexibilitätspotenziale erschließen und somit die Markteffizienz steigern und zur Systemstabilität beitragen. Es wird daher empfohlen, die Einführung dieser neuen Gebotsformate auf Angebot- und Nachfrageseite zu prüfen. Dabei sollte insbesondere die Machbarkeit hinsichtlich der erforderlichen Preisbildungs- und Clearingprozesse untersucht und auf EU-Ebene abgestimmt werden.

Im Rahmen der Untersuchung der Flexibilitätshemmnisse wurde ersichtlich, dass die Hindernisse für Speicher und nachfrageflexibles Verhalten wesentlich auf die unzureichende Integration und Vermarktungsmöglichkeiten im aktuellen Strommarktdesign zurückzuführen sind. Für den marktdienlichen Einsatz von Flexibilitäten wurden dynamische Stromtarife als vielversprechendes Instrument identifiziert. Sie ermöglichen es flexiblen Verbrauchern, gezielt auf Preisänderungen zu reagieren und damit wirtschaftliche Vorteile zu erzielen. Von besonderer Relevanz ist in diesem Kontext die Absicherung der Kund:innen vor extremen Preisspitzen. Der beschriebene dynamische Tarif mit Preisabsicherung empfiehlt sich dafür in besonderem Maße. Der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten könnte durch die zuvor beschriebenen besseren Darstellungsmöglichkeiten der Flexibilität in den Nachfragegeboten gefördert werden. Die Einführung von Redispatch 3.0 stellt eine weitere Möglichkeit dar, Flexibilitäten für netzdienliche Zwecke einzusetzen. Die Ausgestaltung des damit einhergehenden zusätzlichen marktbasierten Ansatzes bedarf allerdings noch weiterer Forschung. Insbesondere der Umgang mit Marktmacht und Inc-Dec-Gaming muss dabei geklärt werden. Zeitvariable Netzentgelte sind trotz der komplexen Implementierung empfehlenswert, um netzdienliche Flexibilität zu fördern. Gemeinsam mit den Regelungen aus §14a EnWG können sie dazu beitragen, Netzeingpässe auf der Verteilnetzebene zu verringern. Diese Maßnahmen schließen jedoch die Notwendigkeit eines Netzausbaus nicht aus. Vielmehr müssen beide Strategien synergetisch wirken, da sowohl effektive Netzbewirtschaftungsinstrumente als auch die Erweiterung physischer Netzkapazitäten essenziell für eine stabile Stromversorgung in einem EE-dominierten Stromsystem sind.

Die Untersuchung der Versorgungssicherheit stellte ebenfalls einen Gegenstand dieser Studie dar. Im Kontext der geplanten Kraftwerkstrategie der Bundesregierung wurden verschiedene Kapazitätsmärkte einer Betrachtung unterzogen. Das übergeordnete Ziel sollte dabei die Implementierung eines Kapazitätsmarkts sein, welcher die Versorgungssicherheit auch in extremen Knappheitssituationen umfassend gewährleistet. Da ein dezentraler Kapazitätsmarkt tendenziell nicht in der Lage ist, diese umfassende Versorgungssicherheit allein zu gewährleisten, kommt er lediglich in Kombination mit einem zentralen Kapazitätsmarkt in Frage, wie es beim wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt der Fall wäre. Im Rahmen der betrachteten zentralen Modelle ist eine detaillierte Untersuchung erforderlich, um zu eruieren, ob die Marktmacht in einem umfassenden Kapazitätsmarkt hinreichend begrenzt werden kann. Sollte das nicht möglich sein, empfiehlt sich der fokussierte Ansatz, der allerdings mit einer geringeren Technologieoffenheit verbunden ist.

Ein wesentlicher Bestandteil dieser Studie bestand in der Analyse der Möglichkeiten zur Refinanzierung von EE, mit dem Ziel, in Zukunft ausreichende Investitionen zu stimulieren. PPAs werden hierfür zukünftig eine wichtige Rolle zugeordnet. Allerdings wurde festgestellt, dass sie in ihrem Potenzial begrenzt sind und ihre Anreizwirkung in einer 100 % EE-Welt unklar ist. Daher wird auch zukünftig eine staatliche Absicherung notwendig sein, deren Zulässigkeit in Anbetracht von §1a EEG zu klären ist. Im Rahmen der Untersuchung wurden CfDs als zentrales Instrument identifiziert, mit denen eine adäquate Förderung ohne Überförderung gewährleistet werden kann. Insbesondere produktionsunabhängige CfDs wie der Financial CfD stellen eine effiziente Lösung für die finanzielle Absicherung dar, bei der die Anlagen gleichzeitig vollständig den Marktsignalen ausgesetzt werden. Sollte die aktuelle Forschung zeitnah eine Lösung für die Definition der Referenzanlage finden, ist der Financial CfD ein sehr vielversprechendes Instrument. Inwiefern kleinere EE-Anlagen wie beispielsweise PV-Aufdachanlagen ebenfalls in die CfD-Fördersystematik mit einbezogen werden können ist fraglich. Konkrete Refinanzierungsmöglichkeiten, abgesehen von Eigenverbrauch, wurden in diesem Zusammenhang nicht weiter betrachtet.

Die Untersuchungen haben jedoch ebenfalls ergeben, dass die Rentabilität der EE ohne staatliche Absicherung bei 100 % EE sehr ungewiss ist. Es besteht die Gefahr, dass die Marktwerte langfristig unter den LCOE liegen. Ein wichtiger Faktor ist dabei der Wasserstoffpreis, dessen Entwicklung ausschlaggebend ist. Wird dieser beispielsweise wie vom vbw (2023) vorgeschlagen durch regulatorische Eingriffe gesenkt, ist die Refinanzierung von EE-Anlagen gefährdet. Es ist daher von entscheidender Bedeutung, dieser Unsicherheit schnell entgegenzuwirken, um hinreichende Investitionen zu gewährleisten.

Die Diskussion hinsichtlich der Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Dispatchentscheidungen wurde im Rahmen dieser Studie ebenfalls betrachtet. Dabei wurde die Aufteilung der deutschen Einheitspreiszone als effizientes Instrument zur Reduktion von Netzengpässen identifiziert. Allerdings stellen die gleichzeitigen negativen Effekte, wie beispielsweise der EE-Marktwertverfall in Norddeutschland oder der sehr hohe Implementierungsaufwand, Hemmnisse dar. Es ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse des Bidding Zone Review von ACER einen maßgeblichen Einfluss auf die weitere Entwicklung dieser Diskussion haben werden. Als Strommarktinstrument außerhalb der Großhandelsmärkte erwiesen sich erzeugungsseitige Netzentgelte als ein effektives ergänzendes Instrument, um eine netzdienliche Lokalisierung anzureizen.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (Hg.) (2023). Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. bis 4. Quartal 2023. AG Energiebilanzen. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/01/quartalsbericht_q4_2023.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- Agora Energiewende (Hg.) (2021): Fritz, W.; Maurer, C.; Jahn, A. Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. Consentec; Regulatory Assistance Project. Aachen, Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- Agora Energiewende (Hg.) (2022): Althoff, E.; Dambeck, H.; Falkenberg, H.; Wunsch, A.; Wunsch, M.; Ziegenhagen, I.; Maurer, C.; Sebastian; Willemsen; Dröschner, T.; Willemsen, S.; Heilmann, F.; Lenck, T. et al. Klimaneutrales Stromsystem 2035, Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Prognos; Consentec. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiawende.de/publikationen/klimaneutrales-stromsystem-2035#downloads>, zuletzt geprüft am 16.05.2024.
- Agora Energiewende (Hg.) (2023): Huneke, F.; Hartz, K.; Zackariat, M.; Godron, P.; Müller, S.; Dusolt, A.; Kraus, A.; Fischer, C.; Hoppe, J.; Willems, M.; Wenzel, M.; Wauer, N.; Weiß, U. et al. Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023, Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-35_DE_JAW23/A-EW_317_JAW23_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2024.
- Amprion; Tenne TSO; 50Hertz; TransnetBW (Hg.) (2024). Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt. Consentec; Ecologic Institut. Aachen, Berlin.
- Bauknecht, D. (2023): Regulation and Assessment of the Systemic Aspects of the Energy Transition. Universität Freiburg. Freiburg, 27.01.2023.
- BDEW (Hg.) (2023): Brand-Schock, R. Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland.
- BMU - Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.) (2013): Lenck; Thorsten, H.; Tobias. Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen, Kurzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Energy Brainpool. Berlin. Online verfügbar unter https://www2.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2013-12-12_BMU_Vergleich_Kapazit%C3%A4tsmechanismen_EnergyBrainpool.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- BMWK (Hg.) (2018): Zander, W.; Rosen, U.; Nolde, A.; Patzack, S.; Boesche, K. Gutachten Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Ernst & Young; BET; WIK. Aachen, Berlin.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2024): Der Strommarkt im Jahr 2023 Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/211756>, zuletzt geprüft am 30.01.2024.
- BNetzA - Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (o.J.): So funktioniert der Strommarkt Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/384>, zuletzt geprüft am 25.01.2024.

- Bobinaite, V.; Obushevs, A.; Oleinikova, I.; Morch, A. (2018): Economically Efficient Design of Market for System Services under the Web-of-Cells Architecture. In: *Energies* 11 (4), S. 729. DOI: 10.3390/en11040729.
- Borenstein, S. (2007): Customer Risk from Real-Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgability. In: *EJ* 28 (2), S. 111–130. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol28-No2-5.
- Borgmann, M.; Niethammer, D. (2023): Grundkurs Strommarktdesign, Funktionsweise und Reformbedarf. Veranstalter: Heinrich-Böll-Stiftung. Berlin, 16.11.2023.
- Brown, T.; Reichenberg, L. (2021): Decreasing market value of variable renewables can be avoided by policy action. In: *Energy Economics* 100, S. 105354. DOI: 10.1016/j.eneco.2021.105354.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; BNetzA - Bundeskartellamt (Hg.) (2023). Monitoringbericht 2023. Bonn. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>, zuletzt geprüft am 25.01.2024.
- Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband (Hg.) (2023): Wettingfeld, M.; Zerkawy, F.; Mair, V. Ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign, Gutachten des Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft e.V. im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. Berlin. Online verfügbar unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/2023-08/VZBV_Ein%20Verbraucherfreundliches%20Strommarktdesign_F%C3%96S_Juli%202023.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- Camacho, L. O.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J. (2007): Comparison of several inter-TSO compensation methods in the context of the internal electricity market of the European Union. In: *Energy Policy* 35 (4), S. 2379–2389. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.09.004.
- CEPR - Centre For Economic Policy Research (Hg.) (2023): Ambec, S.; Banal, A.; Cantillon, E.; Crampes, C.; Creti, A.; Decarolis, F.; Fabra, N.; Gerlagh, R.; Kneuhoff, K.; Landais, C.; Liski, M.; Llobet, G.; Newbery, D. et al. Electricity market design: Views from European economists. Paris, London. Online verfügbar unter <https://cepr.org/publications/policy-insight-120-electricity-market-design-views-european-economists>, zuletzt geprüft am 07.03.2024.
- cerre - Centre on Regulation in Europe (Hg.) (2018): Pollitt, M. G.; Chyong, C. K. Europe's electricity market design: 2030 and beyond. Online verfügbar unter https://cerre.eu/wp-content/uploads/2020/06/181206_CERRE_MarketDesign_FinalReport-1.pdf, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- CES - Center for Economic Studies; Ifo Institute (Hg.) (2014): Boehringer, C.; Cuntz, A. N.; Harhoff, D.; Asane-Otoo, E. The Impacts of Feed-In Tariffs on Innovation: Empirical Evidence from Germany (CESifo Working Paper, 4680). Online verfügbar unter https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2419859, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- Consentec (2023): Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts („Strommarkt-plus“), AG 3 Steuerbare Kapazitäten - 4. Sitzung. Consentec. Veranstalter: BMWK, 16.11.2023. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/rahmenpraesentation-4-ag3-sitzung-am-16-11-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 28.04.2024.
- Consentec; neon - Neue Energieökonomik (Hg.) (2018): Maurer, C.; Zimmer, C.; Hirth, L. Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Online verfügbar unter

- <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/publikationen/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich-1525020>, zuletzt geprüft am 20.03.2024.
- Cramton, P. (2017): Electricity market design. In: *Oxf Rev Econ Policy* 33 (4), S. 589–612. DOI: 10.1093/oxrep/grx041.
- Creutzig, F.; Ravindranath, N. H.; Berndes, G.; Bolwig, S.; Bright, R.; Cherubini, F.; Chum, H.; Corbera, E.; Delucchi, M.; Faaij, A.; Fargione, J.; Haberl, H.; Heath, G. et al. (2015): Bioenergy and climate change mitigation: an assessment. In: *GCB Bioenergy* 7 (5), S. 916–944. DOI: 10.1111/gcbb.12205.
- Deane, P.; Collins, S.; Gallachóir, B. Ó.; Eid, C.; Hartel, R.; Keles, D.; Fichtner, W. (2017): Chapter 16 - Impact on Electricity Markets: Merit Order Effect of Renewable Energies. In: *Europe's Energy Transition. Insights for Policy Making*. Saint Louis: Elsevier Science, S. 105–118. Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012809806600016X>.
- dena - Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2021). dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- dena - Deutsche Energie-Agentur (Hg.) (2023): Akl, L. B.; Hausen, M. von; Hollstein, J.; Willemsen, D.; Ebner, A.; Fischer, T.; Kögl, S.; Maatsch, H.; Hamacher de Segovia, L.; Bolay, S. Green PPAs für die Energiewendeziele 2030, Abschätzung des zukünftigen Marktpotenzials für PPAs in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Green_PPAs_fuer_die_Energiewendeziele_2030.pdf, zuletzt geprüft am 15.05.2024.
- dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hg.) (2017): Mischinger, S.; Seidl, H.; Limbacher, E.-L.; Fasbender, S.; Stalleicken, F. dena-Innovationsreport - Systemdienstleistungen, Aktueller Handlungsbedarf und Roadmap für einen stabilen Betrieb des Stromsystems bis 2030. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9239_Innovationsreport_Systemdienstleistungen.pdf, zuletzt geprüft am 17.01.2024.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hg.) (2013): Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitch, R.; Hirschhausen, C. von. Current and prospective costs of electricity generation until 2050 (DIW Data Documentation, 68). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/handle/10419/80348>, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hg.) (2024): Neuhoff, K.; Kröger, M.; Stolle, L. Ein Erneuerbare-Energien-Pool lässt Verbraucher*innen an den Vorteilen der Energiewende teilhaben (DIW Wochenbericht, 15). Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/de/diw_01.c.898935.de/publikationen/wochenberichte/2024_15_1/ein_erneuerbare-energien-pool_laesst_verbraucher_innen_an_den_vorteilen_der_energiewende_teilhaben.html, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- DIW Berlin (Hg.) (2022): Kittel, M.; Roth, A.; Schill, W.-P. Strommarkt erklärt: Preisbildung, Preiskrise und die "Strompreisbremse", Ein Beitrag zur aktuellen Debatte über Eingriffe in den Strommarkt. Berlin. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.858016.de/diwkompakt_2022-184.pdf, zuletzt geprüft am 16.01.2024.
- Doherty, R.; Mullane, A.; Lalor - Nolan, Gillian; Burke, D. J.; O'Malley, M. (2010): An Assessment of the Impact of Wind Generation on System Frequency Control. In: *Power Systems, IEEE Transactions on* 25 (1), S. 452–460. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2030348.

- EC - European Commission (Hg.) (2022). Communication from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions, Short-term energy market interventions and long-term improvements to the electricity market design - a course for action. European Commission. Brussels. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:236:FIN>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.
- EC - European Commission (Hg.) (2023). Commission Staff Working Document, Reform of Electricity Market Design. European Commission. Strasbourg.
- Egerer, J.; Weibezahn, J.; Hermann, H. (2016): Two price zones for the German electricity market — Market implications and distributional effects. In: *Energy Economics* 59, S. 365–381. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.08.002.
- EIB - European Investment Bank (Hg.) (2022). Commercial Power Purchase Agreements, A Market Study including an assessment of potential financial instruments to support renewable energy Commercial Power Purchase Agreements. Baringa. Online verfügbar unter <https://advisory.eib.org/publications/attachments/commercial-power-purchase-agreements.pdf>, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- EK - Europäische Kommission (Hg.) (2022). Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022. Brüssel. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)), zuletzt geprüft am 18.04.2024.
- EK - Europäische Kommission (Hg.) (2023). Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU. Europäische Kommission. Strasbourg.
- ENTSO-E (Hg.) (2024). ENTSO-E Position Paper – Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design. ENTSO-E. Brussels. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/2024/02/20/position-paper-on-sustainable-contracts-for-difference-design/>, zuletzt geprüft am 07.03.2024.
- EPEX SPOT SE (Hg.) (2022). Trading at EPEX SPOT. Paris.
- EU - Europäische Union (Hg.) (2019). Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Europäische Union. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj?locale=de>, zuletzt geprüft am 12.03.2024.
- EUI - European University Institute (Hg.) (2012): Hirschhausen; Christian v.; Marcantonini, C.; Ruester, S.; He, X.; Egerer, J.; Glachant, J.-M. EU Involvement in Electricity and Natural Gas Transmission Grid Tarification. Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/doi/10.2870/35676>, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- European Parliament's Committee on Industry, Research and Energy (2023): Zachmann, G.; Hirth, L.; Heussaff, C.; Schlecht, I.; Mühlenpfordt, J.; Eicke, A. The design of the European electricity market, Current proposals and ways ahead. Luxembourg. Online verfügbar unter <http://www.europarl.europa.eu/supporting-analyses>, zuletzt geprüft am 11.12.2023.
- EWE (Hg.) (2020): Jebens, J.; Wilken, J.; Sommer, H.; Tarnai, S.; Lahmar, E. Das Marktdesign des enera Flexmarktes. EWE; EWE Netz; Epex Spot; Universität Duisburg-Essen. Online verfügbar unter <https://projekt-enera.de/blog/das-marktdesign-des-enera-flexmarktes/#Ausgestaltung>, zuletzt geprüft am 21.05.2024.

- EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hg.) (2012): Elberg, C.; Growitsch, C.; Höffler, F.; Richter, J.; Wambach, A. Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- EWK - Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (Hg.) (2023). Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Unter Mitarbeit von Löschel, A.; Grimm, V.; Matthes, F. und Weidlich, A. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg. Online verfügbar unter <https://www2.wiwi.rub.de/stellungnahme-zum-strommarktdesign-und-dessen-weiterentwicklungsmoeglichkeiten/>, zuletzt geprüft am 05.12.2023.
- Forschungszentrum Jülich (Hg.) (2021): Stolten, D.; Markewitza, P.; Schöb, T.; Kullmann, F.; Risch, S.; Groß, T.; Hoffmann, M.; Franzmann, D.; Triesch, T.; Kraus, S.; Maier, R.; Gillesen, B.; Heinrichs, H. et al. Neue Ziele und alte Wege?, Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. Jülich.
- Fraunhofer ISI (Hg.) (2023). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>.
- Fraunholz, C.; Keles, D.; Fichtner, W. (2021): On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms. In: *Energy Policy* 149, S. 112014. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.112014.
- Gallego, I. (2018): Market mechanisms and pricing rules to enhance low-carbon electricity markets efficiency. Dissertation, betreut von Rodríguez, Pablo R.; López, Carlos B., ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA. Madrid, 2018.
- Germanwatch e.V.; Öko-Institut e.V.; Wissenschaftszentrum Berlin; Universität Leipzig (Hg.) (2022): Frank, D.; Schmid, E.; Bauknecht, D.; Epp, J.; Lehmann, P.; Reutter, F.; Scheidler, V.; Vogel, M.; Wingenbach, M. Zielkonflikte im energiepolitischen Zielviereck: Die dezentrale Energiewende zwischen Gerechtigkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz. Berlin, Freiburg, Leipzig. Online verfügbar unter <https://www.germanwatch.org/sites/default/files/DEZ-Zielkonflikte-2022-Diskussionspapier.pdf>, zuletzt geprüft am 23.04.2022.
- Green Planet Energy (Hg.) (2024): Brinkhaus, M.; Schwartz, J. CfD Policy Briefing, Analyse der Stellschrauben im CfD-Design. Energy Brainpool. Berlin. Online verfügbar unter <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/policy-paper-cfd-policy-energybrainpool-green-planet-energy.pdf>, zuletzt geprüft am 16.05.2024.
- Grimm, V.; Martin, A.; Weibelzahl, M.; Zöttl, G. (2016): On the long run effects of market splitting: Why more price zones might decrease welfare. In: *Energy Policy* 94, S. 453–467. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.11.010.
- Haucap, J.; Pagel, B. (2013): Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und Struktur der Netznutzungsentgelte. In: *List Forum* 39 (3), S. 235–253. DOI: 10.1007/BF03373052.
- Hirth, L. (2013): The market value of variable renewables. In: *Energy Economics* 38, S. 218–236. DOI: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.
- Hirth, L. (2024): Electricity Market Design. DIW Graduate Center Masterclass. Veranstalter: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin, 22.01.2024.
- IEA (Hg.) (2023). World Energy Outlook 2023. Paris. Online verfügbar unter <https://origin.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>, zuletzt geprüft am 13.05.2024.

- ISI - Guidehouse Germany, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Hg.) (2023): Peper, D.; Gephart, M.; Kiessmann, C.; Held, A.; Anatolitis, V. Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien. Inputpapier für die AG 1 der PKNS. Berlin.
- Jacobson, M. Z.; Krauland, A.-K. von; Coughlin, S. J.; Dukas, E.; Nelson, A. J. H.; Palmer, F. C.; Rasmussen, K. R. (2022): Low-cost solutions to global warming, air pollution, and energy insecurity for 145 countries. In: *Energy Environ. Sci.* 15 (8), S. 3343–3359. DOI: 10.1039/D2EE00722C.
- Keles, D.; Bublitz, A.; Zimmermann, F.; Genoese, M.; Fichtner, W. (2016): Analysis of design options for the electricity market: The German case. In: *Applied Energy* (183), S. 884–901.
- Klessmann, C.; Nabe, C.; Burges, K. (2008): Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. In: *Energy Policy* 36 (10), S. 3646–3661. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.022.
- Kopernikus Projekte (Hg.) (2021): Ashour Novirdoust, A.; Bichler, M.; Bojung, C.; Buhl, H. U.; Fridgen, G.; Gretscho, V.; Hanny, L.; Knörr, J.; Maldonado, F.; Neuhoff, K.; Neumann, C.; Ott, M.; Richstein, J. C. et al. **Electricity Spot Market Design 2030-2050**.
- Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (Hg.) (2024a): Gillich, A.; Brand, H.; Schmid, T.; Hufendiek, K. Die Schlüsselrolle von Flexibilität im Stromsystem 2030, Nutzenanalyse und kritische Flex-Technologien. Potsdam. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-die-schlüsselrolle-von-flexibilitat-im-stromsystem-2030/>, zuletzt geprüft am 25.05.2024.
- Kopernikus-Projekt Ariadne; PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (Hg.) (2024b): Tiedemann, S.; Stiewe, C.; Kratzke, C.; Hirth, L.; Jentsch, M.; Damm, N.; Gerhardt, N.; Pape, C. Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Potsdam.
- Lehmbruck, L.; Sperling, C. (2019): Regelarbeitsmarkt: Leistung soll sich wieder lohnen next-Kraftwerke (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regelarbeitsmarkt-einfuehrung#der-regelleistungsmarkt-hat-absicherungsfunktion>, zuletzt geprüft am 16.01.2024.
- LichtBlick (Hg.) (2023): Hirth, L.; Schlecht, I.; Mühlenpfordt, J. Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität, Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung. Neue Energieökonomik. Online verfügbar unter <https://neon.energy/Neon-Dynamischer-Tarif.pdf>, zuletzt geprüft am 08.04.2024.
- Liu, C.; Yang, R. J.; Yu, X.; Sun, C.; Wong, P. S.; Zhao, H. (2021): Virtual power plants for a sustainable urban future. In: *Sustainable Cities and Society* 65, S. 102640. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102640.
- Liu, Y.; Holzer, J. T.; Ferris, M. C. (2015): Extending the bidding format to promote demand response. In: *Energy Policy* 86, S. 82–92. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.06.030.
- Lo, H.; Blumsack, S.; Hines, P.; Meyn, S. (2019): Electricity rates for the zero marginal cost grid. In: *The Electricity Journal* 32 (3), S. 39–43. DOI: 10.1016/j.tej.2019.02.010.
- Lynch, M.; Longoria, G.; Curtis, J. (2021): Market design options for electricity markets with high variable renewable generation. In: *Utilities Policy* 73, S. 101312. DOI: 10.1016/j.jup.2021.101312.
- MacGill, I.; Esplin, R. (2020): End-to-end electricity market design - some lessons from the Australian National Electricity Market. In: *The Electricity Journal* 33 (9), S. 106831. DOI: 10.1016/j.tej.2020.106831.

- Maeding, S.; Nicolosi, M.; Rinck, M. (2023): Diskussion um das zukünftige Marktdesign. BDEW - Webinar. Veranstalter: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), 22.09.2023.
- Maurer, C.; Schlecht, I.; Hirth, L. (2022): The Greek market design proposal would be the end of electricity markets as we know them EURACTIV.com (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.euractiv.com/section/electricity/opinion/the-greek-market-design-proposal-would-be-the-end-of-electricity-markets-as-we-know-them/>, zuletzt geprüft am 28.02.2024.
- Monopolkommission (Hg.) (2015). Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Monopolkommission. Online verfügbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2024.
- Monopolkommission (Hg.) (2023). Energie 2023: Mit Wettbewerb aus der Energiekrise, 9. Sektorgutachten, Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. Monopolkommission. Online verfügbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/9sg_energie_volltext.pdf, zuletzt geprüft am 28.04.2024.
- neon - Neue Energieökonomik; Consentec (Hg.) (2019): Hirth, L.; Schlecht, I.; Maurer, C.; Tersteegen, B. Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland, Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“. Berlin. Online verfügbar unter https://neon.energy/Neon_Marktbasierter-Redispatch_BMWi.pdf, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- Newbery, D.; Pollitt, M. G.; Ritz, R. A.; Strielkowski, W. (2018): Market design for a high-renewables European electricity system. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91, S. 695–707. DOI: 10.1016/j.rser.2018.04.025.
- Paraschiv, F.; Erni, D.; Pietsch, R. (2014): The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. In: *Energy Policy* 73, S. 196–210. DOI: 10.1016/j.enpol.2014.05.004.
- Pexapark (Hg.) (2023): Waldner, M.; Trebsinger, W.; Nihoj, J.; Willemsen, D.; Ville, M.; Hischier, D.; McGregor, A.; Knowles, B. European PPA Market Outlook 2023, Navigating the energy transition peaks and valleys: a shock-therapy for renewables and a lesson to remember. Online verfügbar unter <https://pexapark.com/european-ppa-market/>.
- Pittel, K. (2012): Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende. In: *ifo Schnelldienst* 65 (12), S. 22–26. Online verfügbar unter <https://www.econstor.eu/handle/10419/165131>.
- Pollitt, M. G.; Anaya, L. K. (2016): Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York. In: *The Energy Journal* (37), S. 1–20. DOI: 10.5547/01956574.37.SI2.mpol.
- Pollitt, M. G.; Fehr, N.-H. M. von der; Willems, B.; Banet, C.; Le Coq, C.; Chyong, C. K. (2024): Recommendations for a future-proof electricity market design in Europe in light of the 2021-23 energy crisis. In: *Energy Policy* 188, S. 114051. DOI: 10.1016/j.enpol.2024.114051.
- Pototschnig, A. (2020): The Importance of a Sound Bidding-Zone Review for the Efficient Functioning of the Internal Electricity Market (Policy Brief, 22).
- Reis, I.; Gonçalves, I.; A.R. Lopes, M.; Henggeler Antunes, C. (2021): Business models for energy communities: A review of key issues and trends. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 144, S. 111013. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111013.

- Richstein, J. C.; Lorenz, C.; Neuhoﬀ, K. (2020): An auction story: How simple bids struggle with uncertainty. In: *Energy Economics* 89, S. 104784. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104784.
- Ritter, D.; Wingenbach, M.; Seebach, D.; Hermann, H.; Vogel, M.; Heinemann, C.; Bauknecht, D. (2023): Workshop: Strommarktdesign für 100 % EE. Veranstalter: Öko-Institut. Mülheim, 06.11.2023.
- Schittekatte, T.; Meeus, L. (2020): Flexibility markets: Q&A with project pioneers. In: *Utilities Policy* 63, S. 101017. DOI: 10.1016/j.jup.2020.101017.
- Schlecht, I.; Maurer, C.; Hirth, L. (2024): Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them. In: *Energy Policy* 186. DOI: 10.1016/j.enpol.2024.113981.
- Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (Hg.) (2021). Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klima- ziele schon vor 2050 erreichen kann, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut. Berlin, Wuppertal. Online verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_2045_Langfassung/Klimaneutrales_Deutschl_and_2045_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2023.
- Strbac, G.; Papadaskalopoulos, D.; Chrysanthopoulos, N.; Estanqueiro, A.; Algarvio, H.; Lopes, F.; Vries, L. de; Morales-España, G.; Sijm, J.; Hernandez-Serna, R.; Kiviluoma, J.; Helistö, N. (2021): Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges. In: *IEEE Power and Energy Magazine* (19), S. 53–63. DOI: 10.1109/MPE.2020.3033397.
- The Oxford Institute for Energy Studies (Hg.) (2018): Keay, M.; Robinson, D. The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market' Approach. Online verfügbar unter <https://www.semanticscholar.org/paper/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future:-Keay-Robinson/de7affeb346a1f1f8259a64d538166e859807908>, zuletzt geprüft am 14.05.2024.
- Thomaßen, G.; Redl, C.; Bruckner, T. (2022): Will the energy-only market collapse? On market dynamics in low-carbon electricity systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 164. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112594.
- TransnetBW (Hg.) (2022): Blumberg, G.; Schneller, C.; Schuster, H.; Ocker, F.; Ried, S.; Stenglein, J. Redispatch 3.0: Regulatorischer Rahmen, Markt- und Produktdesign, Zielmodell für eine ergänzende marktbasierende Einbindung kleinteiliger dezentraler Flexibilitäten in den Redispatch-Prozess. E-Bridge Consulting GmbH. Online verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/pressemitteilungen/studie-zu-redispatch-3-0-vorgestellt>, zuletzt geprüft am 12.05.2024.
- Trepper, K.; Bucksteeg, M.; Weber, C. (2015): Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe. In: *Energy Policy* 87, S. 199–215. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.08.016.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2024). Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.pdf, zuletzt geprüft am 17.05.2024.
- Umweltstiftung WWF Deutschland (Hg.) (2012): Matthes, F.; Schlemmermeier, B.; Diermann, C.; Hermann, H.; Hammerstein, C. von. Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Öko-Institut; LBD Beratungsgesellschaft; Raue.

Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>, zuletzt geprüft am 13.03.2024.

vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (Hg.) (2023). Strompreisprognose 2023. Prognos. Online verfügbar unter https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Strompreisprognose_Juli-2023-3.pdf, zuletzt geprüft am 04.03.2024.

Wagner, B.; Hauer, C.; Habersack, H. (2019): Current hydropower developments in Europe. In: *Current Opinion in Environmental Sustainability* 37, S. 41–49. DOI: 10.1016/j.cosust.2019.06.002.

Weidlich, A. (2022): Energy System Operations. Universität Freiburg. Freiburg, 12.03.2022.

WWF (Hg.) (2024). 100% bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energien. Aurora Energy Research. Online verfügbar unter <https://www.wwf.de/2024/februar/100-prozent-erneuerbare-bis-2035-so-gelingt-das-klimaneutrale-stromsystem>, zuletzt geprüft am 16.05.2024.

ZBW - Leibniz Information Centre for Economics (2019): Hirth; Lion; Schlecht; Ingmar. Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: Inc-Dec Gaming as a Consequence of Inconsistent Power Market Design (not Market Power). Kiel, Hamburg. Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/194292>, zuletzt geprüft am 14.03.2024.