



Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)

Stand: April 2024

Kontakt: Geschäftsstelle der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)
über pkns@dena.de



Lesehilfe

Der vorliegende integrierte Gesamtbericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem umfasst sowohl die Inhalte des ersten Berichts (vom August 2023) im Wortlaut als auch die seitdem zusätzlich neuen Inhalte zu den seitdem erfolgten Sitzungen. Die Zuordnung der jeweiligen Inhalte ist mit einem Register am Seitenrand als „Bericht 1“ oder „Bericht 2“ gekennzeichnet und so für den Lesenden auf den ersten Blick sichtbar.

Das Wichtigste in Kürze

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) stellt einen notwendigen öffentlichen Diskussionsraum zu Zukunftsfragen des Strommarktdesigns dar. Verschiedene Interessenverbände aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft wirken dabei mit. Auch die relevanten Bundesressorts und Bundesbehörden sowie die Länder sind vertreten. Ergänzt und begleitet wird die Plattform durch Vertreterinnen und Vertreter wissenschaftlicher Institutionen. In der Diskussion ist das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit stets der Kompass.

Die PKNS betrachtet vier zentrale Themenfelder für das zukünftige Strommarktdesign: Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien, Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen, Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung und lokale Signale in den Strommärkten.

Die PKNS hat Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik für die Flexibilisierung der Nachfrage identifiziert und einen Fahrplan für den Hochlauf dynamischer Tarife erstellt um die Flexibilisierung des Stromsystems voranzubringen. Es wurden zudem die Vor- und Nachteile einer Neukonfiguration der einheitlichen Gebotszone aufgezeigt und regional- und zeitdifferenzierte Netzentgelte als interessantes Steuerungsinstrument diskutiert. Die PKNS hat herausgearbeitet, dass auch für zukünftige Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Form der Absicherung der Finanzierung bei niedrigen Marktpreisen notwendig ist, um den ambitionierten Ausbaupfad Erneuerbarer Energien für ein klimaneutrales Stromsystem zu sichern. Darüber hinaus wurden für die Sicherstellung der Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung zentrale Optionen identifiziert: wettbewerblicher Strommarkt, Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, dezentraler Kapazitätsmarkt und zentraler Kapazitätsmarkt.

Mit „Nutzen statt Abregeln“ (NsA) wurde außerdem ein in der PKNS diskutiertes Instrument bereits gesetzlich umgesetzt. Die Regelung des §13k Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ermöglicht es, erneuerbaren Strom regional nutzbar zu machen, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde.



Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	5
1. Einleitung.....	7
2. Struktur und Governance der PKNS.....	9
3. Stand der Diskussion	11
3.1. Sitzungen des Plenums und gemeinsame Sitzung aller Arbeitsgruppen.....	14
3.1.1. Erste Sitzung des Plenums am 20. Februar 2023: Auftakt	14
3.1.2. Gemeinsame Sitzung der vier Arbeitsgruppen am 31. März 2023: Entwicklung einer gemeinsamen Systembeschreibung und Bewertungskriterien	17
3.1.3. Zweite Sitzung des Plenums am 8. Mai 2023: Systembeschreibung und Bewertungskriterien sowie EU-Reformvorschläge zum Strommarktdesign	26
3.1.4. Dritte Sitzung des Plenums am 5. Juli 2023.....	29
3.1.5. Vierte Sitzung des Plenums am 11. Dezember 2023: Stand der Diskussion, Auswertung der Online-Umfrage und weiterer Prozess.....	33
3.2. Sitzungen der Arbeitsgruppe 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien ...	40
3.2.1. Erste Sitzung der AG EE am 25. April 2023: Kriterienkatalog und Analyse des Handlungsbedarfs.....	40
3.2.2. Zweite Sitzung der AG EE am 11. Mai 2023: Mapping von Handlungsoptionen	44
3.2.3. Dritte Sitzung der AG EE am 22. Juni 2023: Handlungsoptionen und Maßnahmen	47
3.2.4. Vierte Sitzung der AG EE am 29. September 2023: PPA-Marktpotenzial und PPA- Absicherungsinstrumente, Interaktion zwischen PPA-Markt und CfD, Handlungsoptionen zum Umgang mit einem Mengenrisiko aufgrund von Stunden mit negativen Preisen	55
3.3. Sitzungen der Arbeitsgruppe 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen	61
3.3.1. Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan	61
3.3.2. Erste Sitzung der AG Flex am 1. Juni 2023: Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis	65
3.3.3. Zweite Sitzung der AG Flex am 21. Juni 2023: Dynamische Stromtarife und Digitalisierung.....	69
3.3.4. Online-Workshops der AG Flex am 18. Oktober 2023 und am 25. Oktober 2023: Dynamische Tarife sowie Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz sowie Systemsicherheit	74
3.3.5. Dritte Sitzung der AG Flex am 9. November 2023: Dynamische Tarife.....	81
3.4. Sitzungen der Arbeitsgruppe 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung	88
3.4.1. Erste Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 3. Mai 2023: Systembeschreibung/Bewertungskriterien, No-Regret-Maßnahmen, Vorstellung Marktdesign-Optionen	88
3.4.2. Zweite Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 31. Mai 2023: EU-Rahmen, Grundsatzfragen Wasserstoff, Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 1).....	91



3.4.3.	Dritte Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 7. Juni 2023: Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 2 und wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge)	95
3.4.4.	Vierte Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 16. November 2023: Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts, wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt (Vorschlag Monopolkommission), lokale Signale.....	101
3.5.	Sitzungen der Arbeitsgruppe 4: Lokale Signale in den Strommärkten	109
3.5.1.	Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan	109
3.5.2.	Erste und zweite Sitzung der AG Lokale Signale am 27. und 28. Juni 2023: Lokale Signale im Verteilnetz und Nutzen-statt-Abregeln	109
3.5.3.	Dritte Sitzung der AG Lokale Signale am 16. Oktober 2023: Gebotszonenkonfiguration	116
4.	Ergebnisse der Online-Umfrage – Ein Stimmungsbild der Stakeholder zu den Instrumentenoptionen	127
4.1.	Ziel und Ablauf	127
4.2.	Inhalte der Umfrage und Zusammenfassung der Ergebnisse.....	127
4.3.	Arbeitsgruppe 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien	129
4.3.1.	Ergebnisse der Online-Umfrage	129
4.3.2.	Einordnung der Ergebnisse.....	131
4.4.	Arbeitsgruppe 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen	132
4.4.1.	Ergebnisse der Online-Umfrage	132
4.4.2.	Einordnung der Ergebnisse.....	134
4.5.	Arbeitsgruppe 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung	134
4.5.1.	Ergebnisse der Online-Umfrage	134
4.5.2.	Einordnung der Ergebnisse.....	137
4.6.	Arbeitsgruppe 4: Lokale Signale in den Strommärkten	138
4.6.1.	Ergebnisse der Online-Umfrage	138
4.6.2.	Einordnung der Ergebnisse.....	140
5.	Zusammenfassung und weiteres Vorgehen	142
	Literaturverzeichnis.....	144



Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden der Europäischen Union)
AG	Arbeitsgruppe
AG EE	Arbeitsgruppe Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien
AG Flex	Arbeitsgruppe Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen
AG Lokale Signale	Arbeitsgruppe Lokale Signale in den Strommärkten
AG Steuerbare Kapazitäten	Arbeitsgruppe Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BZR	Bidding Zone Review
CACM VO	Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
cbCfD	capability-based CfD
CCU	Carbon Capture and Usage
CfD	Contract for Differences
CO₂	Kohlendioxid
DA	Day-ahead
DG ENER	Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission
DKM	Dezentraler Kapazitätsmarkt
DSR	Demand Side Response
EBM VO	EU Elektrizitätsbinnenmarktverordnung
EE	Erneuerbare Energie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-only-Markt
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ESG	Environmental, Social and Governance
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EV	Electric Vehicle
EVU	Energieversorgungsunternehmen
gMP	Gleitende Marktprämie
GW	Gigawatt
GNDEW	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
H₂	Wasserstoff
HKN	Herkunftsnachweis
ID	Intra-day
KMU	Kleine und mittelständische Unternehmen
KoaV	Koalitionsvertrag



KUEBLL	Leitlinien für Klima-, Energie- und Umweltbeihilfen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NNE	Netznutzungsentgelte
NsA	Nutzen statt Abregeln
ORDC	Operating Reserve Demand Curves
PKNS	Plattform klimaneutrales Stromsystem
PPA	Power Purchase Agreements
PV	Photovoltaik
SES	Systementwicklungsstrategie
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateways
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SUER	Stiftung Umweltenergierecht
TOP	Tagesordnungspunkt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZSG	Zählerstandsgangmessung



1. Einleitung

Der Auftrag zur Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) ist im Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP) beschrieben:

„Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien werden wir ein neues **Strommarktdesign** erarbeiten. Dazu setzen wir gemeinsam als **Bundesregierung und Koalitionsfraktionen** eine **Plattform** „Klimaneutrales Stromsystem“ ein, die 2022 **konkrete Vorschläge** macht und **Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft** einbezieht. (...)“

Die PKNS hat im Februar 2023 ihre Arbeit aufgenommen. Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine und die damit einhergehenden Energiepreis- und Energieversorgungskrisen haben eine Anpassung des Zeitplans erforderlich gemacht. Die PKNS wurde mit der Auftaktsitzung des Plenums am 20. Februar 2023 von Bundesminister Dr. Robert Habeck eröffnet.

Gegenstand der PKNS ist ein Strommarktdesign für ein zukünftig klimaneutrales Stromsystem. Das Strommarktdesign im weitesten Sinne ist der Ordnungsrahmen, der es möglich machen soll, dass die Versorgung mit Strom auf Basis von 100% erneuerbarer Energien (EE) jederzeit sicher und möglichst kostengünstig für den Stromkunden erfolgt. Der Strommarkt hat im Kern zwei wichtige Funktionen: Zum einen koordiniert er möglichst effektiv und effizient den Einsatz von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, Flexibilitätsoptionen, Speichern, Kraftwerken sowie den grenzüberschreitenden Stromaus-tausch, um so Angebot und Nachfrage nach Strom zu jeder Zeit kostengünstig, sicher und klimaneutral zusammenzubringen. Zum anderen sorgt der Strommarkt für die nötigen Investitionen, damit die Erneuerbaren-Energien-Anlagen, Kraftwerke und Speicher gebaut und der Stromverbrauch flexibilisiert werden.

Der vorliegende Bericht gibt den aktuellen Stand der gemeinsamen Diskussion wieder. Dieser Bericht bildet die Diskussionen ab, die in der PKNS mit den Stakeholdern in den einzelnen Sitzungen bisher stattgefunden haben. Die jeweils zentralen Ergebnisse wurden am Ende jeder AG-Sitzung mit den Stakeholdern konsentiert und als so genannte „Take-aways“ schriftlich festgehalten. Sie dienen als Basis für diesen Bericht und wurden unverändert in Kapitel 2 übernommen.

Die PKNS ist von einer konstruktiven und sachorientierten Diskussion geprägt, die stets den Blick nach vorn richtet. Die PKNS zeichnet sich durch eine breite Repräsentanz an Expertise, Erfahrung und Perspektive aus Energiewirtschaft, Industrie, Zivilgesellschaft und Wissenschaft aus. Entsprechend gilt der Dank den zahlreichen Vertreterinnen und Vertreter der Stakeholder, die aktiv an den vielen Sitzungen teilgenommen haben und so konkret die Gestaltung des Strommarktdesigns der Zukunft unterstützen.



Box 1: Zielbild des klimaneutralen Stromsystems gemäß Koalitionsvertrag

Der Koalitionsvertrag setzt ebenfalls den Rahmen für das Zielbild eines klimaneutralen Stromsystems. Nachfolgende Passagen sind hier einschlägig:

- „Wir werden national, in Europa und international unsere Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Pfad ausrichten und die Potenziale auf allen staatlichen Ebenen aktivieren.“
- „Dabei sichern wir die Freiheit kommender Generationen im Sinne der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, indem wir einen verlässlichen und kosteneffizienten Weg zur Klimaneutralität spätestens 2045 technologieoffen ausgestalten.“
- „Wir richten unser Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen.“
- „Die Bioenergie in Deutschland soll eine neue Zukunft haben. Dazu werden wir eine nachhaltige Biomasse-Strategie erarbeiten.“
- „Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030.“
- „Um den zügigen Zubau gesicherter Leistung anzureizen und den Atom- und Kohleausstieg abzusichern, werden wir in diesem Rahmen bestehende Instrumente evaluieren sowie wettbewerbliche und technologieoffene Kapazitätsmechanismen und Flexibilitäten prüfen.“
- „Wir werden Marktpreise bei der künftigen KWK-Förderung angemessen berücksichtigen.“
- „Wir gewährleisten, dass erneuerbarer Strom wirtschaftlich für die Sektorenkopplung genutzt wird, anstatt die Anlagen wegen Netzengpässen abzuschalten.“
- „Wir treiben eine Reform der Netzentgelte voran, die die Transparenz stärkt, die Transformation zur Klimaneutralität fördert und die Kosten der Integration der erneuerbaren Energien fair verteilt.“
- „Mit der Vollendung des Kohleausstieges werden wir die Förderung der erneuerbaren Energien auslaufen lassen.“



2. Struktur und Governance der PKNS

Die PKNS ist eine breit angelegte Diskussionsplattform, deren Ziel im Koalitionsvertrag verankert ist. Darauf wird durch die gemeinsame Diskussion mit den Stakeholdern zum zukünftigen Strommarktdesign für ein klimaneutrales Stromsystem hingearbeitet. Verschiedene Interessenverbände aus den Bereichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft wirken dabei mit. Auch die relevanten Bundesressorts und Bundesbehörden sowie die Länder sind vertreten. Ergänzt und begleitet wird die Plattform durch Vertreterinnen und Vertretern wissenschaftlicher Institutionen.

Die Governance der PKNS ist in **Abbildung 1 zu sehen**. Die Steuerungsgruppe begleitet den Prozess auf politischer Ebene. Sie besteht aus Vertreterinnen und Vertretern der Koalitionsfraktionen und des BMWK. Im Plenum sind die Stakeholder auf Geschäftsführungsebene vertreten. Dort wird die Diskussion der Arbeitsgruppen (AGs) gebündelt, bewertet und kondensiert. In den vier AGs findet die Diskussion zu den vier richtungsweisenden Fragestellungen der PKNS auf Arbeitsebene statt:

- **AG „Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien“ (kurz: AG EE)**
Notwendige Anreize für den ausreichenden Zubau und den systemdienlichen Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in einem klimaneutralen Stromsystem sicherstellen.
- **AG „Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen“ (kurz: AG Flex)**
Notwendigen Rahmen entwickeln, damit sich die Stromnachfrage zunehmend am Stromangebot orientiert und Hemmnisse auf dem Weg dahin adressieren.
- **AG „Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung“ (kurz: AG Steuerbare Kapazitäten)**
Investitionsanreize für steuerbare Kapazitäten zur Deckung der verbleibenden Residuallast (Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten) im Strommarkt sicherstellen.
- **AG „Lokale Signale in den Strommärkten“ (kurz: AG Lokale Signale)**
Mit lokalen Signalen Verbrauch und Erzeugung steuern, um das Stromnetz im Markt besser abzubilden.

Die Geschäftsstelle der PKNS ist im BMWK angesiedelt. Sie wird organisatorisch von der Deutschen Energie-Agentur¹ (dena) unterstützt. Zudem unterstützt ein breites wissenschaftliches Konsortium, bestehend aus Guidehouse, Consentec, Fraunhofer ISI, Neon, Öko-Institut sowie r2b die Geschäftsstelle.

¹ Kontakt: pkns@dena.de.

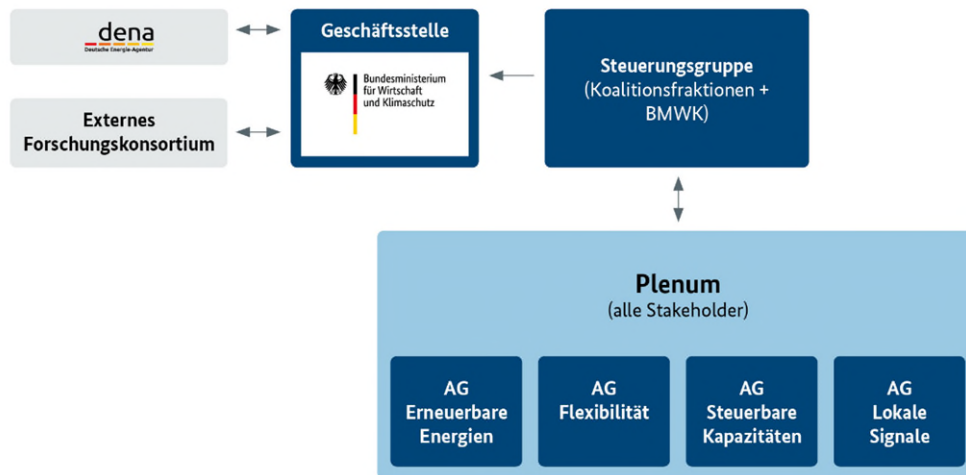


Abbildung 1: Governance der Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Die PKNS ist ein offener Prozess, in dem die Debatte konstruktiv, thematisch fokussiert, ergebnisoffen, an der Sache orientiert und mit dem gemeinsamen Ziel der „besten“ Lösung für ein klimaneutrales Stromsystem, das auf erneuerbaren Energien basiert, geführt wird. Dazu tragen auch innovative Partizipationsformate bei. Die Plattform ist flexibel gestaltet, um aktuelle Entwicklungen zu berücksichtigen und lebt von der Interaktion der verschiedenen Stakeholder sowie deren Austausch verschiedener Perspektiven. Die Begleitung durch Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler sowie Expertinnen und Experten unterstützt das fachlich hohe Niveau des Austauschs.

Die Dokumentation der Arbeitsgruppensitzungen erfolgt jeweils unmittelbar, partizipativ und transparent. Jede Sitzung wird intensiv von der Geschäftsstelle vorbereitet. Vertreterinnen und Vertreter der Stakeholder können sich aktiv an den Sitzungen beteiligen, indem sie sich in der Diskussion zu den Vorträgen von Expertinnen und Experten und in Kleingruppenarbeiten einbringen. Am Ende jeder Sitzung werden die während der Sitzung erarbeiteten Kernbotschaften zu einem Thema zur Diskussion gestellt und gemeinsam mit den anwesenden Teilnehmenden durchgegangen und Korrekturen „live“ abgestimmt. Diese konsentierten Kernaussagen werden als Take-aways bezeichnet.



3. Stand der Diskussion

Die PKNS hat im Jahr 2023 insgesamt 21-mal in unterschiedlichen Formaten getagt. Es fanden vier Plenumssitzungen, eine gemeinsame Sitzung aller AGs sowie jeweils bis zu vier weitere Sitzungen der vier AGs und zwei Online-Workshops der AG Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen statt. Eine Übersicht der Sitzungen ist in Tabelle 1 dargestellt. Weitere Zahlen und Daten zur PKNS finden sich in der nachfolgenden Box 2.

Box 2: Daten und Fakten zur PKNS

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem in Zahlen

- Mehr als 70 beteiligte Organisationen und mehr als 330 Teilnehmende aus Energiewirtschaft, Zivilgesellschaft, Verbraucherschutz, Industrie, Wissenschaft sowie Bundesresorts, Länder und Bundesbehörden.
- 21 Sitzungen insgesamt, darunter
 - 4 Sitzungen des Plenums
 - 1 gemeinsame Sitzung aller Arbeitsgruppen
 - 4 Sitzungen der AG EE
 - 4 Sitzungen der AG Flex, darunter eine gemeinsame Sitzung mit der AG Lokale Signale
 - 2 Online-Workshops der AG Flex
 - 4 Sitzungen der AG Steuerbare Kapazitäten
 - 2 Sitzungen der AG Lokale Signale, davon eine Doppelsitzung
- Mehr als 50 Vorträge und 7 Inputpapiere bildeten die Grundlage für die Diskussion in den Sitzungen.

In diesem Kapitel werden die Sitzungen und ihre jeweiligen Kernergebnisse zusammengefasst. Für jede Sitzung wird zunächst das Ziel und der Ablauf dargestellt. Anschließend wird das Thema der Sitzung fachlich eingeordnet. Daraufhin folgt eine Zusammenfassung der als fachliche Inputs vorgetragene Inhalte der Sitzung. Ergänzend werden die Diskussionen in den AG-Sitzungen knapp beschrieben und abschließend die jeweiligen Take-aways der Sitzungen aufgelistet, die das vollständige und abgestimmte Ergebnis der Diskussion wiedergeben.

Jede der Sitzungen ist in einem separaten Abschnitt dieses Kapitels beschrieben. Eine Übersicht der entsprechenden Kapitelnummern findet sich in Tabelle 1. Zusätzlich ist zu jeder Sitzung ein Link zu den Materialien der Sitzung hinterlegt, die auf der Webseite des BMWK veröffentlicht wurden: die Rahmenpräsentationen, teilweise separate Folien zu den Inputvorträgen sowie die Take-aways (BMWK, 2023).



Tabelle 1: Übersicht der bisherigen Sitzungen der Arbeitsgruppen und des Plenums

Nr.	Datum	Arbeitsgruppe	Kurztitel der Sitzung	Kapitel im Bericht	Material zur Sitzung
1	20.02.2023	PLENUM	Auftaktveranstaltung	3.1.1	Präsentation , 1. Input , 2. Input , 3. Input
2	31.03.2023	   	Gemeinsame Systembeschreibung	3.1.2	Präsentation , Take-aways , Poster
3	25.04.2023		Analyse des Handlungsbedarfs, insb. erwartete Kosten- und Marktwertentwicklungen	3.2.1	Präsentation , Take-aways
4	26.04.2023	 	Bestandsaufnahme und Arbeitsplan	3.3.1	Präsentation , Take-aways
5	03.05.2023		Systembeschreibung/Bewertungskriterien, No-Regret-Maßnahmen, Vorstellung Marktdesignoptionen	3.4.1	Präsentation , Take-aways
6	08.05.2023	PLENUM	Aktuelle Diskussion zu EU-Marktdesign; Vorstellung Arbeiten zu gemeinsamer Systembeschreibung und Bewertungskriterien	3.1.3	Präsentation
7	11.05.2023		Überblick über Handlungsoptionen zur Finanzierung erneuerbarer Energien	3.2.2	Präsentation , Take-aways
8	31.05.2023		EU-Rahmen, Grundsatzfragen H ₂ -Kraftwerke, Markt-designoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 1)	3.4.2	Präsentation , Take-aways
9	01.06.2023		Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis	3.3.2	Präsentation , 1. Input , 2. Input , 3. Input , Take-aways
10	07.06.2023		Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 2; wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge)	3.4.3	Präsentation , Take-aways
11	21.06.2023		Dynamische Stromtarife & Aggregation	3.3.3	Präsentation , 1. Input , 2. Input , 3. Input , 4. Input , 5. Input , Take-aways



Nr.	Datum	Arbeitsgruppe	Kurztitel der Sitzung	Kapitel im Bericht	Material zur Sitzung
12	22.06.2023		Vertiefte Diskussion von Handlungsoptionen (insb. CfD-Varianten und PPA)	3.2.3	Präsentation, Take-aways
13a	27.06.2023		Lokale Signale und Nutzen statt Abregeln, Tag 1	3.5.2	Präsentation, Take-aways
13b	28.06.2023		Lokale Signale und Nutzen statt Abregeln, Tag 2	3.5.2	Präsentation, Take-aways
14	05.07.2023	PLENUM	Bericht zum Zwischenstand	3.1.4	Präsentation
15	29.09.2023		PPA-Marktpotenzial, Absicherungsinstrumente, Kombimodelle PPA und CfD, Handlungsoptionen zur Adressierung neg. Stunden	1.1.1	Präsentation, Take-aways
16	16.10.2023		Gebotszonenkonfiguration	1.1.1	Präsentation, Take-aways
17	18.10.2023		Online-Workshop: Dynamische Tarife sowie Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz	0	Präsentation, Inputpapier
18	25.10.2023		Online-Workshop: Dynamische Tarife und System-sicherheit	0	Präsentation, Inputpapier
19	09.11.2023		Dezentrale Flexibilität - Dynamische Tarife	3.3.5	Präsentation, Take-aways
20	16.11.2023		Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts, wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt, lokale Signale	1.1.1	Präsentation, Take-aways
21	11.12.2023	PLENUM	Stand der Diskussion, Auswertung der Online-Umfrage und weiterer Prozess	1.1.1	Präsentation

Legende:



AG Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien („AG EE“)



AG Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung („AG Steuerbare Kapazitäten“)



AG Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen („AG Flex“)



AG Lokale Signale in den Strommärkten („AG Lokale Signale“)



3.1. Sitzungen des Plenums und gemeinsame Sitzung aller Arbeitsgruppen

Box 3: Take-aways stellen das Ergebnis der Sitzung dar

Die **Take-aways** beinhalten die während einer Sitzung erarbeiteten und konsentierten **Kernbotschaften** und stellen das **Ergebnis der Sitzung** dar. Die Abschnitte „Ziel und Ablauf“, „Einordnung“, „Inhalte der Sitzung“ und „Diskussion in der AG“ in diesem Bericht dienen lediglich dem Zweck, diese Kernbotschaften einzuordnen und so allen Leserinnen und Lesern besser zugänglich zu machen – einschließlich denen, die nicht an der Sitzung teilgenommen haben.

Hinweis für den Bericht II: Als Reaktion auf die Rückmeldungen der Teilnehmenden haben wir im zweiten Halbjahr nicht nur Konsensmeinungen aufgenommen, sondern auch Einzelmeinungen stärker transparent gemacht.

3.1.1. Erste Sitzung des Plenums am 20. Februar 2023: Auftakt

Ziel und Ablauf

Ziel der Auftaktveranstaltung war es, den Startschuss zur Arbeit der PKNS zu geben, die Stakeholder über den geplanten Prozess zu informieren und ihnen Gelegenheit zu geben, ihre Erwartungen zu formulieren.

Eröffnet wurde die Veranstaltung mit einer Rede von Bundesminister Dr. Robert Habeck zum Hintergrund und den Zielen der PKNS sowie mit Reden von Dr. Nina Scheer (SPD), Dr. Ingrid Nestle (Bündnis 90/Die Grünen) und Konrad Stockmeier (FDP). Darauf folgte eine Vorstellung der Organisation und der Arbeitsweise der PKNS durch das BMWK sowie als Einstieg ein Vortrag zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Vertreterinnen und Vertreter der Wissenschaft und Wirtschaft (BayWa r.e AG, Trimet Aluminium SE, Siemens Energy AG, 50Hertz Transmission GmbH) umrissen anschließend in kurzen Vorträgen ihre Sicht auf den thematischen Handlungsbedarf der PKNS. Eine abschließende Diskussionsrunde gab den anwesenden Stakeholdern die Gelegenheit, ihre Ideen, Standpunkte und Erwartungen in die PKNS einzubringen.

Inhalte der Sitzung

In seiner **Eröffnungsrede stellte Bundesminister Dr. Robert Habeck** zunächst die Prämissen und Ziele für die Weiterentwicklung des Stromsystems vor. Hierzu gehöre es, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die Bezahlbarkeit des Stroms für Haushalte und Industrie sicherzustellen und dafür zu sorgen, dass bis 2045 das Energiesystem klimaneutral wird. Darüber hinaus müsse darauf geachtet werden, dass Veränderungen im deutschen Strommarktdesign mit der europäischen Strategie in Einklang gebracht werden. Der Minister betonte die Rolle des europäischen Binnenmarktes für das Gelingen der Energiewende und die Verantwortung Deutschlands aufgrund seiner zentralen Lage im europäischen Binnenmarkt. Ausgangspunkt für die Überlegungen zur Reform des Strommarkts solle die Annahme sein, dass der Stromverbrauch zukünftig stark ansteigen werde und die Deckung des Bedarfs vorrangig durch Wind- und Sonnenenergie erfolge. Die Hauptaufgaben neuer und ergänzender Marktmechanismen seien es, die Finanzierung der EE sicherzustellen, genügend Anreize für den Aufbau und das Vorhalten von Reservekapazitäten zu schaffen, Flexibilitäten in der Erzeugung und im Verbrauch zu aktivieren und die lokale Steuerung von Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Grundlegende Änderungen am Marktdesign müssten gut vorbereitet werden, da der Strommarkt das „Herz-Kreislaufsystem“ der Energiewende sei.



In den **Vorträgen der Vertreterinnen und Vertreter der Koalitionsfraktionen** wurde die Dringlichkeit der schnellen Weiterentwicklung des Strommarktes angesichts der großen Herausforderungen durch den Klimawandel, den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den Strukturwandel hervorgehoben. Hierbei sollten sowohl die lang- als auch die kurzfristige Perspektive beachtet und möglichst konkrete Maßnahmen für beide Zeithorizonte entwickelt werden. Bei der Ausgestaltung der Maßnahmen sei, so wie es die PKNS vorsieht, die Einbeziehung aller relevanten Stakeholder wichtig. Im Hinblick auf den großen Investitionsbedarf für die Umsetzung der Energiewende wurde die Investitionssicherheit als eines der zentralen Erfolgskriterien betont.

Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum) stellte in seinem Vortrag das **wissenschaftliche Expertengutachten der Kommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“** vor. In diesem wurden die unterschiedlichen Handlungsfelder für die Weiterentwicklung des Stromsystems analysiert und Lösungsoptionen vorgeschlagen. Zunächst betonte Prof. Dr. Löschel die Effizienz des gegenwärtigen Kurzfristhandels auf Grenzkostenbasis für die effiziente Koordination von Angebot und Nachfrage und die Integration der EE. Im Bereich EE-Finanzierung sei Investitionssicherheit wichtig und der Übergang zu zweiseitigen CfD (Contracts for Difference) zu empfehlen. Für die Finanzierung steuerbarer Kraftwerkskapazitäten wurde als zentrale Handlungsoption die Stärkung der Ertragskraft des Energy-Only-Markts und das Vertrauen in diesen hervorgehoben, sowie die Stärkung der Systemdienstleistungsmärkte angeregt. Mittelfristig seien eventuell technologieoffene Ausschreibungen eine Option. Hinsichtlich Lokalisierungssignalen für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen wäre ein System mit mehreren deutschen Gebotszonen mit überwiegenden Vorteilen und regionale/lokale Elemente im Ausschreibungsmechanismus für variable EE förderlich, während „Nodal Pricing“ aktuell nicht realisierbar erscheine und marktbasierter Redispatch ebenfalls eher wenig geeignet sei. Abschließend stellte er die Vorschläge der Kommission vor, wie Haushalte und Industrie an niedrigen Strompreisen partizipieren könnten. Eingriffe in die Marktpreisbildung sollten dabei dringend vermieden werden. Denkbare Optionen seien beispielsweise die Absenkung von Abgaben, Steuern, Umlagen und Netzentgelten, neue Formen von Abnahmeverträgen oder Erzeuger an den Netzkosten zu beteiligen. Für die Industrie sei insbesondere die Verbesserung der Rahmenbedingungen für Power-Purchase-Agreements (PPA) zentral; ein staatlicher Industriestrompreis werde hingegen kontrovers eingeordnet.

In den **Vorträgen der Vertreterinnen und Vertreter von Unternehmen der Energiewirtschaft** wurden unterschiedliche Anforderungen an die Weiterentwicklung des Strommarkts aus ihren Perspektiven formuliert. So wurde insbesondere betont, dass eine Diskussion um zweiseitige CfDs nicht dazu führen dürfe, dass diese verpflichtend eingeführt werden. Es müsse die Möglichkeit für die Vermarktung über PPAs ohne Förderung bestehen. Diese müssten gestärkt werden. Das „Kannibalisierungsproblem“ (Zeitgleichheit der Einspeisung der EE im Markt mit geringen Marktwerten) wurde betont. Zügige Erschließung von Flexibilitätspotenzialen im Markt wirke dem entgegen; da aber Umfang und zeitliche Abfolge unklar blieben, bleibe Unsicherheit, die staatlicher Absicherung bedürfe, wenigstens im Übergang (Mehrheit der Studien sehe im Übergang geringe Marktwerte).

Die Präsentation des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50Hertz betonte das notwendige Ausbautempo der EE, den Bedarf an zusätzlicher steuerbarer Leistung im Lichte des beschleunigten Kohleausstiegs und insbesondere die Notwendigkeit stärkerer Steuerung durch lokale Signale. Dies gelte mit Blick auf den Einsatz der vielen neuen flexiblen Lasten im System. Besonders hervorgehoben wurde zudem auch die notwendige Standortsteuerung für Elektrolyseure, deren Leistung und daher



diese freiwillig sein müssten und daneben auch PPAs ohne Förderung möglich sein müssten. Die Bedeutung der dezentralen, aber auch zentralen Flexibilitätspotenziale für die erfolgreiche Systemintegration der EE wurde mehrfach hervorgehoben.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden teilweise die Vorteile von Kapazitätsmärkten für die Versorgungssicherheit hervorgehoben, während andere Risiken für die Flexibilisierung des Systems und die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen sahen und auf die Bedeutung der Bezahlbarkeit der Energiewende hinwiesen. Es wurde angemahnt, die Rolle von biogenen Brennstoffen bei steuerbaren Kraftwerken nicht zu vernachlässigen.

3.1.2. Gemeinsame Sitzung der vier Arbeitsgruppen am 31. März 2023: Entwicklung einer gemeinsamen Systembeschreibung und Bewertungskriterien

Ziel und Ablauf

Ziel der gemeinsamen Sitzung der AGs war es, die inhaltlichen Diskussionen zu eröffnen und dazu zunächst ein gemeinsames Verständnis zum zukünftigen Stromsystem herzustellen.

Nach einer einführenden Vorstellung des Arbeitsstandes zur Systementwicklungsstrategie des BMWKs wurden gemeinsam Bewertungskriterien für mögliche Maßnahmen entwickelt. Nach einer Diskussion mit allen Teilnehmenden folgte die Erarbeitung AG-spezifischer Systembeschreibungen eines klimaneutralen Stromsystems und Bewertungskriterien in Kleingruppen.

Einordnung

Ein möglichst konkretes Verständnis des zukünftigen Stromsystems ist ein wichtiger Referenzpunkt, um zu beurteilen, welche Maßnahmen potenziell geeignet sind, dieses System zu unterstützen. Im Rahmen dieser allgemeinen Systembeschreibung wurde identifiziert, welche Technologieoptionen für ein klimaneutrales Stromsystem zur Verfügung stehen, welche Eigenschaften dieser Technologien zu berücksichtigen sind und welche Wechselwirkungen sich zwischen ihnen ergeben. Eine besondere Herausforderung stellen dabei die vielfältigen parallel ablaufenden Änderungen im Rahmen der gesamten Transformation des Energiesektors (Sektorkopplung, Netzausbau, Integration der europäischen Energiemärkte, etc.) dar.

Im Rahmen der Sitzung wurde der aktuelle Stand der Systementwicklungsstrategie des BMWK als Ausgangspunkt im Sinne einer „übergreifenden Systembeschreibung“ verwendet (BMWK, 2023b). Davon ausgehend erarbeiteten die Stakeholder detailliertere Beschreibungen im Hinblick auf die vier Fokusthemen der AGs. Aus den Systembeschreibungen wiederum konnten auch gemeinsam Kriterien abgeleitet werden, die zur Bewertung von Maßnahmen in der weiteren Arbeit genutzt werden sollen.

Inhalte der Sitzung

Eingangs stellte das BMWK **zentrale Inhalte des Koalitionsvertrags (KoaV) der Bundesregierung** vor, welche ein Zielbild für das zukünftige Stromsystem entwerfen. Insbesondere benennt der KoaV wichtige Eckpfeiler für die Transformation. (vgl. Box 1).

Anschließend **führte das BMWK in die Systementwicklungsstrategie (SES) ein**, welche derzeit entwickelt wird. Die SES entwirft ein sektorübergreifendes Leitbild für das zukünftige Energiesystem. Schlussfolgerungen aus den Szenarien im Hinblick auf das Stromsystem sind insbesondere, dass Wind und Photovoltaik (PV) die stärksten Säulen der Erzeugung bilden werden, ergänzt um H₂-Kraftwerke. Auch der umfangreiche Stromaustausch innerhalb Europas, die Sektorkopplung und Flexibilität durch



neue Verbraucher und Speicher stellen Säulen des klimaneutralen Energiesystems dar. Infrastrukturell ist der Ausbau und die Optimierung der Übertragungs- und Verteilnetze inklusive Interkonnektoren wichtig.

In einem weiteren Schritt stellte das BMWK zunächst **verschiedene potenzielle Bewertungskriterien** vor, die später innerhalb der PKNS genutzt werden können, um Instrumente und Maßnahmen zu bewerten. Insbesondere können durch den Rückgriff auf Kriterien Maßnahmenoptionen miteinander verglichen werden sowie Synergien und Zielkonflikte transparent gemacht werden. Die sog. „allgemeinen Bewertungskriterien“ wurden anschließend mit den Teilnehmenden diskutiert und für die vier AGs der PKNS weiter spezifiziert.

In der **Kleingruppenarbeit** stellten Vertreterinnen und Vertreter des wissenschaftlichen Konsortiums vor, was aus ihrer Sicht die bis dahin entwickelten Inhalte der SES und weitere wissenschaftliche Systemstudien für die jeweiligen Arbeitsgruppen bedeuten (hierfür wurden Poster erstellt, die auf der Seite des BMWK veröffentlicht sind):

In der **Kleingruppe zur AG EE** wurden die Langfristszenarien des BMWK und die Zielvorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) und des Windenergie-auf-See-Gesetzes in Hinblick auf die zukünftigen EE-Mengen ausgewertet. EE decken im klimaneutralen Stromsystem demnach vollständig die Stromnachfrage. Relevant dafür ist die Erreichung der gesetzten Ausbauziele, die einen sehr ambitionierten Wachstumspfad erfordern. Wind und PV sind Hauptenergieträger im zukünftigen System. Wasserkraft und flexible Biomasse sind ebenfalls Bestandteil des Systems, spielen aber eine geringere Rolle.

In der **Kleingruppe zur AG Flex** wurden verschiedene Szenarien für die Entwicklung der folgenden Indikatoren über einen Zeitraum von 2020 bis 2045 dargestellt: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sowie spezifisch für die Industrie, Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in Deutschland und spezifisch für die Industrie, Anzahl der batterieelektrischen Pkw und Wärmepumpen, elektrische Leistung von Elektrolyseuren. Aus den Szenarien leiteten die Vertreter des wissenschaftlichen Konsortiums ab, dass das nachfrageseitige Flexibilitätspotenzial auf allen Netzebenen und in allen Sektoren massiv ansteigen werde. Deshalb sei die Systemintegration der Flexibilitätspotenziale mittels Koordinationsmechanismen für den netz- und systembilanzdienlichen Einsatz notwendig.

In der **Kleingruppe zur AG Steuerbare Kapazitäten** führten Vertreter des wissenschaftlichen Konsortiums ein, dass aus ihrer Sicht Speicher und Lastflexibilitäten insbesondere im Stunden- und Tagesbereich die variable Erzeugung aus erneuerbaren Energien abpuffern können, während die Abdeckung länger anhaltender Dunkelflauten oder saisonaler Ausgleiche in erster Linie durch Kraftwerke auf Basis von H₂ oder Bioenergie erfolge. Der konkrete Bedarf an den einzelnen Technologieoptionen sei aktuell jedoch schwer abschätzbar. Grundsätzlich ist aus Sicht des wissenschaftlichen Konsortiums jedoch damit zu rechnen, dass in einer zunehmenden Anzahl von Stunden nicht variable Erzeugungskosten von Kraftwerken, sondern die Zahlungsbereitschaft von flexiblen Nachfragern bzw. Opportunitätskosten z. B. von Speichern preissetzend wirken werden.

In der **Kleingruppe zur AG Lokale Signale** wurde zunächst ein gemeinsames Verständnis grundlegender Zusammenhänge lokaler Steuerung an der Schnittstelle von Markt und Netz hergestellt. Dazu wurde aus dem wissenschaftlichen Konsortium die lokale Dimension der Langfristszenarien des BMWK beleuchtet und herausgestellt, dass der dort vorgesehene Übertragungsnetzausbau deutlich



höher ausfallen müsste, wenn bei der angestrebten hohen EE-Durchdringung des Stromsystems keinerlei stromsystemseitige örtliche Steuerung neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen erfolge. Ebenso wurde der Nutzen lokaler Steuerung in der Vermeidung von noch weiterem zusätzlichem Verteilnetzausbau aufgezeigt. Zudem wurde vorgetragen, dass lokale Steuerung entweder durch die Auflösung des Großhandelsmarktes und/oder durch Zusatzinstrumente wie Netzentgelte o.ä. erfolgen könne.

Diskussion in den Kleingruppen der AGs

Die vom BMWK vorgestellten allgemeinen Bewertungskriterien wurden von den Stakeholdern weitgehend geteilt. Zur AG-spezifischen Systembeschreibung und den Bewertungskriterien gab es im Rahmen der Kleingruppenarbeiten folgende Diskussionen:

Diskussionen in der Kleingruppe zur AG EE

Die Teilnehmenden teilten weitestgehend die Einschätzung des BMWK und des wissenschaftlichen Konsortiums im Hinblick auf die Systembeschreibung und die Bewertungskriterien. Bezüglich der Bewertungskriterien wurde diskutiert und festgehalten, dass die Marktintegration als ein Teilaspekt der Kosteneffizienz zu sehen sei. Es wurde hinterfragt, inwiefern die ambitionierten Ausbauziele auch unter den aktuell schwierigeren Bedingungen erreicht werden könnten (bspw. aufgrund von fehlenden Fertigungskapazitäten, langen Genehmigungsdauern, abnehmender Wirtschaftlichkeit der EE und Netzrestriktionen). Dabei spielte nach Auffassung der Teilnehmenden das regelmäßige Monitoring und eine etwaige Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle. Ferner wurde darauf hingewiesen, dass Unsicherheiten bezüglich der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vermieden werden sollten, da diese zur Investitionszurückhaltung führen könne. Außerdem wurde auf die Rolle von Wasserkraft und Bioenergie hingewiesen, die ebenfalls zur Zielerreichung beitragen. Weiterhin wurden bei der Frage des Ausbaus der Windenergie in Süddeutschland Überschneidungen mit den Themen der AG Lokale Signale gesehen.

Diskussionen in der Kleingruppe zur AG Flex

In der Kleingruppe wurde die vorgestellte Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums geteilt. Es wurde betont, dass es wichtig sei, bei der Entwicklung von Maßnahmen zwischen einzelnen Flexibilitätsoptionen zu differenzieren. Es wurde die Bedeutung von Preisanreizen als wichtiger Koordinationsmechanismus für Investition und den Einsatz der Flexibilitätsoptionen unterstrichen. Die Koordination zwischen dem Einsatz von Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken einerseits und marktdienlichen Zwecken andererseits wurde betont. Schließlich wurde angemerkt, dass Elektrolyseure einerseits wirtschaftlich andererseits aber vor allem auch systemdienlich betrieben werden müssten, da hierin ein entscheidender Faktor für die erfolgreiche Systemintegration des grünen Wasserstoffs liege. Systemaspekte dürften auch bei der Optimierung des Eigenverbrauchs durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen nicht vernachlässigt werden.

Diskussionen in der Kleingruppe zur AG Steuerbare Kapazitäten

Auch in der Kleingruppe zur AG Steuerbare Kapazitäten wurden die Analysen des wissenschaftlichen Konsortiums im Wesentlichen von allen Teilnehmenden unterstützt. So betonten einige Teilnehmende, dass aufgrund niedrigerer Volllaststunden von Kraftwerken in Zukunft mit anderen Investorenprofilen zu rechnen sei. Weiterhin zeigte sich in der Diskussion u. a., dass es unterschiedliche Sichtweisen auf das angemessene Niveau an Absicherung durch steuerbare Kapazitäten (v. a. Kraftwerke) gibt. Verschiedentlich betonten die Teilnehmenden auch die Bedeutung von Planungs- und



Investitionssicherheit, insbesondere bei Investitionen mit einem längerfristigen Refinanzierungshorizont. Weiterhin wurden Überschneidungen mit allen anderen AGs identifiziert (mit AG EE bei der Rolle von EE in Kapazitätsmärkten, mit AG Flex bei der Finanzierung von Flexibilitätsoptionen, mit der AG Lokale Signale bei potenziellen lokalen Signalen in der Finanzierung steuerbarer Kapazitäten). Ebenso zeigten sich Überschneidungen mit anderen Themen wie dem Hochlauf der H₂-Infrastruktur sowie der Risikovorsorge und der Bereithaltung von Reservekraftwerken.

Diskussionen in der Kleingruppe zur AG Lokale Signale

In den Diskussionen wurden die vorgestellten wissenschaftlichen Grundlagen ebenso im Wesentlichen geteilt. So wurde unterstrichen, dass lokale Signale insbesondere die Systemdienlichkeit begünstigen sollten. Es wurde zudem darauf hingewiesen, dass die Wirkung lokaler Signale immer im Zusammenspiel mit anderen auf die Standortentscheidung wirkenden Faktoren zu sehen seien, darunter den Gegebenheiten für den EE-Ausbau (u. a. Flächenbereitstellung) sowie für nachfrageseitige Faktoren. Mehrere Teilnehmende betonten zudem, dass eine Diskussion um lokale Signale nicht den Fokus vom Netzausbau nehmen dürfe, und betonten dessen Bedeutung auf die Effizienz und Resilienz des Stromsystems insgesamt.

Take-aways der Sitzung

Übergreifende Take-aways

Energiepolitische Ziele

Die PKNS ist sich einig, dass ein gemeinsames Verständnis über die energiepolitischen Ziele für das klimaneutrale Stromsystem in Deutschland die Arbeit in der PKNS unterstützt. Die energiepolitischen Ziele dieser Legislaturperiode wurden im Koalitionsvertrag der Parteien SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP festgeschrieben.

Stand Systementwicklungsstrategie (SES) zum Stromsystem

Es wurde der Stand der Systementwicklungsstrategie des BMWK zum Stromsystem vorgestellt: Die technische Systembeschreibung der Systementwicklungsstrategie des BMWK skizziert einen robusten Lösungsraum auch im Falle unterschiedlicher Technologieentwicklungen. Das Bild der SES wurde wie folgt zusammengefasst:

- Die durch Sektorenkopplung wachsende Stromnachfrage muss jederzeit gedeckt werden.
- Wind und PV bilden die stärksten Säulen der Erzeugung.
- H₂-Kraftwerke springen ein, wenn Erzeugung aus Wind und PV nicht ausreichen.
- Europa: Umfangreicher Stromaustausch ermöglicht einen großräumigen Ausgleich.
- Durch Sektorenkopplung kommen neue Verbraucher ins System, dies erhöht den Stromverbrauch (trotz Effizienz) stark, führt aber auch zu neuen Potenzialen im Stromsystem.
- Neue Verbraucher stellen Flexibilität bereit, um Angebotsschwankungen auszugleichen, Preisspitzen zu glätten und das Netz zu entlasten.
- Auch Speicher tragen dazu bei, zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Nachfrage auszugleichen.
- Ein starker Ausbau der Interkonnektoren ist notwendig, um Potenziale des Binnenmarkts zu erschließen (Ausgleichseffekte, gegenseitige Absicherung etc.).



- Ebenso sind ein starker Ausbau und eine Optimierung der Übertragungs- und Verteilnetze nötig, dies auch schon kurz- und mittelfristig.

Allgemeine Bewertungskriterien

- **Klimaneutralität:** Das Ziel der Dekarbonisierung im Stromsektor wird erreicht.
- **Versorgungssicherheit:** Die Versorgungssicherheit ist gewährleistet. Dies gilt sowohl für die Lastdeckung am Markt als auch für netzseitige Aspekte.
- **Kosteneffizienz:** Das Stromsystem wird kosteneffizient betrieben und dimensioniert um die Gesamtkosten für Wirtschaft und Haushalte so gering wie möglich zu halten.
- **Effektivität:** Die getroffenen Maßnahmen haben eine hohe Wirksamkeit im Hinblick auf die Zielerreichung im dekarbonisierten Stromsystem.
- **Technologieoffenheit:** Der Umstieg auf neue Technologien erfolgt auf Basis eines alle volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen berücksichtigenden Vorgehens und Wettbewerbs.
- **Bezahlbarkeit:** Die Gesamtkosten der Strombereitstellung für Wirtschaft und Haushalte liegen in einem akzeptablen und wettbewerbsfähigen Rahmen.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Belastungen wie auch Vorteile sind angemessen in der Gesellschaft verteilt.
- **Wirtschaftliche Planungssicherheit:** Die Ausgestaltung der Rahmenbedingungen im klimaneutralen Stromsystem bietet ausreichend Planungssicherheit für Investoren.
- **Resilienz:** Das Stromsystem ist so aufgestellt, dass es auf verschiedene gesellschaftliche und natürliche Entwicklungen reagieren kann.
- **Akzeptanz:** Das klimaneutrale Stromsystem und Maßnahmen auf dem Weg dahin sind in ihrer Ausgestaltung gesellschaftlich und politisch akzeptiert.
- **Teilhabe:** Einbeziehung Betroffener durch Informationen, Kommunikation, Beteiligung an Planungsprozessen und wirtschaftliche Beteiligung.
- **(EU-)Rechtskonformität:** Das klimaneutrale Stromsystem ist mit dem europäischen und nationalen Rechtsrahmen im Strombereich vereinbar.
- **EU-Kompatibilität:** Das klimaneutrale Stromsystem ist in den europäischen Binnenmarkt integriert und ermöglicht wechselseitige Effizienz- und Synergiepotenziale.
- **Umwelt- und Ressourcenschonung:** Reduzierung der Ressourceninanspruchnahme und der damit verbundenen Umweltwirkungen.

AG EE

Spezifische Systembeschreibung

- Die AG EE war sich einig, dass EE im klimaneutralen Stromsystem vollständig die Stromnachfrage decken.
- Die AG EE betont, dass Wind an Land, Wind auf See, PV die Hauptenergieträger im klimaneutralen Stromsystem sind. Bioenergie und Wasserkraft spielen auch eine Rolle.
- Neben dem Ziel ist der „Weg zum Ziel“ ausschlaggebend: Die Ausbaupfade für die Zielerreichung sind sehr ambitioniert.
- Der EE-Ausbau muss auch unter herausfordernden Rahmenbedingungen sichergestellt werden.



Spezifische Bewertungskriterien

Hinweis: Die spezifischen Bewertungskriterien wurden in der 1. Sitzung der AG EE am 25.04. erneut diskutiert. An dieser Stelle wird die finale Version vom 25.04. dargestellt.

Bewertungskriterium	Beschreibung
Effektivität	EE-Zielerreichung auch unter schwierigen Bedingungen und Kompatibilität mit aktuellem Rahmen
Effizienz	Minimierung der Finanzierungs-, Erzeugungs-, Förder- und Systemkosten sowie Sicherstellung von Wettbewerb
Marktintegration	Gewährleistung der kurz- und langfristigen Marktintegration der erneuerbaren Energien
Systemdienlichkeit und -integration	Beanreizung der Systemdienlichkeit bei Anlagenauslegung und Betriebsweise
Bezahlbarkeit	Partizipation der Verbraucherinnen und Verbraucher an günstigen Stromgestehungskosten
Verteilungsgerechtigkeit	Angemessene Verteilung von Lasten und Nutzen und gerechte Nutzung von Flächen
Wirt. Planungssicherheit	Langfristigkeit von politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen (Vermeidung von Systembrüchen) bei Absicherung von Risiken
Resilienz	Gewährleistung der Absicherung und Anpassungsfähigkeit bei Pfadabweichungen sowie Einbindung in EU-Binnenmarkt
Versorgungssicherheit	Sicherstellung des Ausbaus von EE-Erzeugungskapazitäten und Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch diese
Akzeptanz	Förderung der Akzeptanz durch Sicherstellung von Bezahlbarkeit und Adressierung der lokalen, politischen und gesellschaftlichen Ebenen
Teilhabe	Ermöglichung der Marktteilnahme von kleinen Akteuren
EU-Kompatibilität	Vereinbarkeit mit EU-Marktdesign und -Regulatorik

AG Flex

Hinweis: Die spezifische Systembeschreibung und die spezifischen Bewertungskriterien wurden in der gemeinsamen Sitzung der AGs Flex und Lokale Signale am 26.04. erneut diskutiert. An dieser Stelle wird die finale Version vom 26.04. dargestellt.

Spezifische Systembeschreibung

Die AG Flex hält folgende Punkte fest:

- Die AG Flex war sich einig, dass die Leistung lastseitiger Flexibilitätsoptionen und Speichern stark ansteigt; sowohl für zentrale als auch dezentrale Flexibilitätsoptionen.



- Eine Differenzierung zwischen den einzelnen Flexibilitätsoptionen ist wichtig.
- Geschwindigkeit ist entscheidend; wirkliche Piloten müssen flexibel und schnell gestartet werden.
- Die digitale Infrastruktur und Kommunikationsstruktur bilden die notwendige Voraussetzung dafür, dass Flexibilitäten ins System eingebunden werden können. Auch hier ist Geschwindigkeit geboten. Gleichzeitig darf die fehlende Infrastruktur kein Showstopper sein.
- Koordinationsmechanismen bringen Flexibilitätsangebot und -nachfrage zusammen und reizen Einsatz und Bereitstellung von Flexibilität an.
- Preisanreize sind eine entscheidende Grundlage für die Flexibilisierung.
- Das Zusammenspiel von Markt und Netz spielt eine entscheidende Rolle.
- Es existiert ein Spannungsfeld zwischen der freiwilligen Bereitstellung von Flexibilität durch die Marktteilnehmer auf der einen und der durch die Netzbetreiber zu gewährleistenden Versorgungssicherheit auf der anderen Seite. Für dieses Spannungsfeld gilt es intelligente Lösungen zu finden.
- Marktliche Funktionalität: Alle Flexibilitätsoptionen sind in der Lage ihre Flexibilität auf dem Strommarkt zu vermarkten. Sie tragen dazu bei, verbrauchsseitige Kosten zu reduzieren, indem sie die Einspeisespitzen (niedrige Preise) der Erneuerbaren optimal nutzen und in knappen Zeiten mit hohen Preisen ihre Nachfrage reduzieren (Ausgleichsfunktion).
- Netzseitige Funktionalität: Zugleich können lastseitige Flexibilitätsoptionen und Speicher netzdienlich eingesetzt werden.
- Elektrolyseure müssen systemdienlich und wirtschaftlich betrieben werden können.
- Eigenverbrauchsoptimierung muss Systemaspekte berücksichtigen.

Spezifische Bewertungskriterien

Technisch

- Wichtig ist sicherzustellen, dass Lastflexibilität und Speicher zur Versorgungssicherheit und Resilienz des Systems beitragen.

Ökonomisch

- Trotz hohem Ambitionsniveau muss das zukünftige Stromsystem bezahlbar bleiben, d.h. trotz der großen Ambition ist es wichtig, dass Lastflexibilitäten und Speicher zur Systemeffizienz beitragen.
- Die einzelwirtschaftliche Perspektive muss möglichst mit der Systemperspektive in Einklang gebracht werden. (Verursachungsgerechtigkeit)

Politisch

- Es muss sichergestellt werden, dass der Einsatz von Flexibilitäten auf die Akzeptanz der Stromverbrauchenden stößt. Das Risiko für Verbrauchende wird reduziert.
- Akzeptanz hat viele Einflussfaktoren, u.a. muss beim Einsatz von nachfrageseitigen Flexibilitäten der Komfort erhalten bleiben, Vergütung und Risiko im angemessenen Verhältnis und die Teilnahme freiwillig sein. Auch Teilhabe ist wichtig für Akzeptanz der Flexibilisierung von Last und Speichern.
- Gleichzeitig sind Verteilungsaspekte wichtig, d.h. ob eine „gerechte“ Kostenbelastung erreicht wird.



AG Steuerbare Kapazitäten

Hinweis: Die spezifische Systembeschreibung und die spezifischen Bewertungskriterien wurden in der 1. Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 03.05. erneut diskutiert. An dieser Stelle wird die finale Version vom 03.05. dargestellt.

Spezifische Systembeschreibung

- In einem dekarbonisierten Stromsystem müssen weiterhin genügend steuerbare Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehen. Der genaue Bedarf ist jedoch unsicher, und unterliegt Änderungen über die Zeit.
- Zu den steuerbaren Kapazitäten zählen dabei Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten.
- Dies wird zu einer veränderten Investorenstruktur mit anderen und unterschiedlichen Risikopräferenzen führen.
- Die geographische Verortung von steuerbaren Kapazitäten muss den Bedürfnissen des zukünftigen Energiesystems Rechnung tragen.
- Der Beitrag der verschiedenen Kapazitätsoptionen muss nach Zeitbereichen differenziert werden:
 1. In der kürzeren bis mittleren Frist (Stunden bis Woche) spielen insbesondere Speicher und Nachfrageflexibilität (Industrie, E-Mobilität, Wärmepumpen, Elektrolyseure, etc.) sowie Biogasanlagen eine große Rolle.
 2. In den längeren Zeitbereichen (mehrere Wochen bis saisonal) dominieren hingegen Biomethan- und Erdgas- bzw. H₂-Kraftwerke (bezeichnet sowohl Kondensations- wie auch KWK-Anlagen) sowie z. T. auch nachfrageseitige Flexibilitäten.
- Der Stromaustausch im Binnenmarkt trägt wesentlich zur effizienten Versorgungssicherheit bei.
- Auch zukünftig werden Kraftwerke eine zentrale Rolle spielen. Diese laufen zunächst auf Erdgasbasis, müssen aber zügig auf 100 % H₂ umgestellt werden.
- Die Zahl der Einsatzstunden dieser Kraftwerke wird dabei im Lauf der Zeit abnehmen, da EE und andere, ebenfalls günstigere Technologieoptionen einen wesentlichen Teil der Versorgungsaufgabe übernehmen.
- Dementsprechend wird der Strompreis in einer zunehmenden Anzahl an Stunden von erneuerbaren Energien oder flexibler Nachfrage bestimmt werden.

Spezifische Bewertungskriterien

Technisch

- Es wird ein Technologiemix erzielt, der die Bedarfe an Kapazität und verschiedenen Funktionalitäten (z. B. nach Zeitbereichen) adressiert (Technologieoffenheit, Kosteneffizienz).
- Zu dem Technologiemix gehören neben Kraftwerken auch Speicher und Lastflexibilitäten.

Ökonomisch

- Bei der Dimensionierung an steuerbaren Kapazitäten ist eine Balance zwischen Effizienz und Risikovorsorge wichtig.
- Eine Überförderung von steuerbaren Kapazitäten wird vermieden.
- Innovationsfähigkeit und Technologiewettbewerb werden unterstützt.
- Planungssicherheit für Investitionen von Marktteilnehmern ist entscheidend.
- Das Marktdesign gewährleistet eine Preistransparenz und Transparenz der Kostenstrukturen und eine effiziente Koordination einer Vielzahl an Akteuren.
- Marktmacht bzw. deren Missbrauchspotenzial sollen nach Möglichkeit vermieden werden.



Politisch

- Es werden ausreichend steuerbare Kapazitäten angereizt, um zusammen mit Importen die Residuallast jederzeit zu decken.
- Der Transformationspfad hin zu einem dekarbonisierten Stromsystem wird unterstützt.
- Umfang und Zusammensetzung des Technologiemixes können sich im Lauf der Zeit ändern und das Design muss flexibel darauf reagieren (Anpassungsfähigkeit).
- Kurz- und langfristige Maßnahmen müssen aufeinander abgestimmt werden.
- Wir nutzen die Synergien des europäischen Binnenmarktes, erhalten aber national die Fähigkeit auf Extremsituationen zu reagieren.

Überschneidung mit anderen AGs

- Lokale Signale sind notwendig, ist aber zu klären aus welchem Instrument diese kommen (AG Lokale Signale).
- Barrieren für Flexibilität müssen abgebaut werden (AG Flex).
- Bei der Maßnahmenoption des Kapazitätsmarktes stellt sich die Frage, inwieweit auch EE darüber finanziert werden können/sollen (AG EE).

AG Lokale Signale

Hinweis: Die spezifische Systembeschreibung und die spezifischen Bewertungskriterien wurden in der gemeinsamen Sitzung der AG Flex und lokale Signale am 26.04. erneut diskutiert. An dieser Stelle wird die finale Version vom 26.04. dargestellt.

Spezifische Systembeschreibung

- Der geplante Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Sektorenkopplung erhöhen den Netzausbaubedarf im Übertragungs- und Verteilnetz erheblich.
- Dabei ist der Netzausbau immer das Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse. Er erfolgt in dem Maße, wie er ökonomisch effizient ist.
- Um den Netzausbau effizient zu realisieren, sind lokale Signale zwingend notwendig. Lokale Signale ersetzen nicht den geplanten Netzausbau.
- Es bedarf beides: Die deutliche Beschleunigung des Netzausbaus sowie lokale Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen.
- Netzdienlichkeit ist dabei immer in die Systemdienlichkeit einzuordnen. Systemdienlichkeit bildet den übergeordneten Rahmen.
- Das Stromsystem bietet langfristig verlässliche Signale. Auch lokale Signale sind insoweit verlässlich, dass Investitionsentscheidungen getroffen werden können.
- Physik und Markt stehen weitestgehend in Einklang.
- Lokale Signale führen zu statischer und dynamischer Effizienz in Betrieb und Investition.
- Lokale Signale sind mit systemweiten Signalen koordiniert.
- Lokale Steuerungsinstrumente sind passend gewählt für die jeweils adressierten Technologien.
- Das Stromsystem genießt insgesamt und vor Ort Akzeptanz.
- Die EE-Potenziale setzen regionaler Steuerungsansätzen allein durch die Knappheit der Flächenverfügbarkeit natürliche Grenzen.

Spezifische Bewertungskriterien

- Stärkt Systemstabilität



- Maßnahme ist richtungssicher für die Energiewende
- Einfache Implementierung (politisch, technisch)
- Einfacher Betrieb in der Praxis
- Resilienz gegen Veränderungen
- Vermeidung von Disruptionen
- Minimierung der Risiken für die Netzbetriebsführung
- Effektivität der Standort- und Dispatch-Steuerung
- Dynamische Effizienz
- Statische Effizienz
- Minimierung von Anreizen gegen Netzausbau
- Minimierung von Fehlanreizen
- Minimierung von Mitnahmeeffekten
- Robustheit gegen Fehlparametrierungen bei der Ausgestaltung
- Robustheit gegen Einflussmöglichkeiten von Partikularinteressen
- Verteilungsaspekte werden adressiert und können ausgeglichen werden
- Vermeidung von gesellschaftlichen Verwerfungen
- Minimierung negativer Auswirkungen auf den EE-Ausbau
- Minimierung negativer Effekte auf die Nachbarländer
- Lokale Akzeptanz der Maßnahmen

3.1.3. Zweite Sitzung des Plenums am 8. Mai 2023: Systembeschreibung und Bewertungskriterien sowie EU-Reformvorschläge zum Strommarktdesign

Ziel und Ablauf

Die zweite Sitzung des Plenums hatte zum einen das Ziel, über die bisherigen Arbeiten zur Systembeschreibung und Bewertungskriterien zu informieren. Darüber hinaus sollten die aktuellen Reformvorschläge der EU-Kommission zum Strommarkt diskutiert werden.

Die Sitzung wurde mit Grußworten vom Staatssekretär im BMWK (Dr. Patrick Graichen) sowie Vertreterinnen und Vertretern der Koalitionsfraktionen (Dr. Nina Scheer, SPD; Dr. Ingrid Nestle, Bündnis 90/Die Grünen; Dr. Lukas Köhler, FDP) eröffnet. Anschließend folgte die Vorstellung der Ergebnisse der AGs zur Systembeschreibung und den Bewertungskriterien. Nach einer Darstellung der Reformvorschläge der Europäischen Kommission (Mechthild Wörsdörfer/Deputy DG bei DG ENER) folgte eine Bewertung aus wissenschaftlicher Perspektive vom Thinktank Bruegel. Anschließend diskutierten die Teilnehmenden der Plenumsitzung in drei Kleingruppen und auf Basis von Vorträgen des Forschungskonsortiums die Vorschläge der Europäischen Kommission nach den Themengruppen Langfristverträge (Guidehouse), Flexibilität (Fraunhofer ISI) und Konsumentinnen- und Konsumentenschutz (Neon).

Einordnung

Am 14. März 2023 hatte die Europäische Kommission einen Reformvorschlag für das Strommarktdesign veröffentlicht (Europäische Kommission, 2023). Die europäische Gesetzgebung gibt einen Rahmen vor, innerhalb dessen ein europäisches und deutsches klimaneutrales Stromsystem entwickelt werden kann.



Inhalte der Sitzung

Zunächst wurden die in den AGs erarbeiteten **Ergebnisse zur Systembeschreibung und den Bewertungskriterien für Maßnahmen und Instrumente** vorgestellt (s. u.a. Abschnitt 3.1.2) und mit den Teilnehmenden diskutiert.

Der zweite Teil widmete sich den **europäischen Vorschlägen zum Strommarkt**. Am 14. März 2023 hatte die Europäische Kommission einen Reformvorschlag für eine gezielte Anpassung des Strommarktdesigns² veröffentlicht (Europäische Kommission, 2023). Durch den Vorschlag der Europäischen Kommission sollen Verbraucherinnen und Verbraucher besser vor hohen und volatilen Strompreisen geschützt werden, denen sie in Folge der Energiepreiskrise ausgesetzt waren. Statt durch eine Änderung der grundsätzlichen Funktionsweise des Strommarkts (dem Merit-Order-System), wie noch im letzten Jahr diskutiert, soll dies nun dadurch erfolgen, dass die günstigen Erzeugungskosten der erneuerbaren Energien durch CfD, PPA und ein Recht auf „Energy Sharing“ (d. h. dem direkten Handel kleiner Energieerzeugerinnen und -erzeuger außerhalb des Stromgroßhandels) stärker bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern ankommen. Daneben sollen auch nicht-fossile Flexibilitätsoptionen, insbesondere die nachfrageseitige Flexibilität und Speicher durch ein Flexibilitätsziel und Flexibilitätsausschreibungen gestärkt werden und der grenzüberschreitende Handel auf 30 Minuten-Produkte verkürzt werden, um die EE-Integration zu verbessern. Verbraucherinnen und Verbraucher sollen darüber hinaus durch eine Pflicht der Energieversorger zum Hedging besser geschützt werden. Aus dem gleichen Grund wird auch das Recht auf einen Festpreistarif für Haushaltskunden eingeführt. Die parallele REMIT-Verordnung soll Marktmissbräuche besser verhindern und die Transparenz und das Monitoring der Strommärkte verbessern.

Diskussion im Plenum

Diskussion der bisherigen Arbeiten der PKNS – Systembeschreibung und Bewertungskriterien

Die teilnehmenden Stakeholder hatten keine Ergänzungen zu den in den AGs erarbeiteten Ergebnissen.

Diskussion der EU-Reformvorschläge

In der Diskussion der EU-Reformvorschläge im Plenum hatte die Europäische Kommission Gelegenheit, mehrere Verständnisfragen zu klären und die Hintergründe ihrer Vorschläge zu erläutern.

Der anschließende Vortrag von Bruegel lobte, dass die Grenzkostenbepreisung des Strommarkts (Merit-Order-Prinzip) beibehalten wurde und sah auch die Vorteile in der Hedgingpflicht und in zweiseitigen CfDs, wenn sie „smart“ gemacht werden. Der Vortrag zeigte sich insbesondere hinsichtlich der vielen neuen Produkte, wie Flexibilitätsausschreibungen und Peakshaving besorgt, die zu neuen Fragmentierungen führten und deren Mehrwert fraglich sei.

In der anschließenden Diskussion kam die Sorge auf, dass die Einführung von CfDs den Hochlauf von PPA verhindern könne. Die Europäische Kommission stellte dazu klar, dass CfD als Ergänzung zu PPA zu sehen seien. Sie seien nicht verpflichtend; daneben seien ungeforderte PPAs weiterhin möglich. Lediglich wer eine Förderung beansprucht, könne diese künftig nur noch in der Form eines CfD erhalten.

² COM/2023/147 und COM/2023/148



Auch in der Kleingruppendiskussion zu Langfristverträgen wurde die Wechselwirkung von CfD und PPA aufgegriffen. Die beiden Instrumente wurden als komplementär dargestellt und würden darauf abzielen, die Risiken von Erzeugern zu verringern. Es wurde kritisiert, dass CfD die einzige künftige Fördermöglichkeit sei und die gleitende Marktprämie ersetze, die sich bewährt habe. Das BMWK merkte hierzu an, dass aus dem Verständnis des BMWK zur Sichtweise der Generaldirektion Wettbewerb der Europäischen Kommission eine zukünftige Förderung von EE voraussichtlich nur in Verbindung mit einem sog. „Claw-Back-Mechanismus“ im Einklang mit den europäischen Beihilfeleitlinien umgesetzt werden könne. Ein „Claw-Back-Mechanismus“ bezeichne hier die Begrenzung der Einnahmen von geförderten EE-Anlagen oberhalb eines bestimmten Betrages, der als zulässig für die Förderung angesehen werde. Zudem wurde von Teilnehmenden angemerkt, dass mit zunehmenden Kannibalisierungseffekten erneuerbarer Energien zu rechnen sei, d. h. mit sehr niedrigen Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt in denjenigen Zeiten, in denen EE vornehmlich einspeisen. Das führe zu geringeren Einnahmen von Betreibern von EE-Anlagen, welche eine Förderung von Erneuerbaren auch künftig weiterhin notwendig machen könnte. In der Diskussion wurde weiterhin angesprochen, dass CfD und PPA die Risiken der Erzeuger senken könnten, aber auch eine Unterstützung der Abnehmerseite notwendig sei. Unternehmen würden darunter leiden, PPA in der Handelsbilanz führen zu müssen, was das Volumen möglicher PPA-Abschlüsse stark begrenze. Ergänzend wurde angemerkt, dass dadurch kleineren Unternehmen der Abschluss von PPA verwehrt bliebe. In Bezug auf CfD wurde in die Diskussion eingebracht, dass diese die Liquidität an Langfristmärkten senken würden. Bei einer großflächigen Einführung von CfD bestünde keine Notwendigkeit mehr, PPA und Langfristmärkte für eine langfristige Absicherung zu nutzen. Es wurde in der Diskussion vermerkt, dass CfD „smart“ ausgestaltet werden sollten, um die erreichten Erfolge bei der Marktintegration der EE nicht wieder zu gefährden und um Marktverzerrungen zu verhindern. Entsprechend wurde bemängelt, dass der EU-Reformvorschlag keine Vorgaben im Hinblick auf das CfD-Design mache.

In der Kleingruppendiskussion zum Thema Konsumentinnen- und Konsumentenschutz wurde aufgrund der Krisenerfahrung Verständnis für die Rückkehr zu Festpreistarifen neben dynamischen Tarifen geäußert. Langfristig sei das allerdings mit Blick auf die Integration der EE ein schwieriges Signal. Es wurde daher diskutiert, ob die Zukunft nicht in abgesicherten (gehedgten) Langfristverträgen liegen müsse. In der Gruppe wurde zudem die Idee dargestellt, den Verbrauch in einen flexiblen und einen inflexiblen Teil aufzuteilen. Der inflexible Teil könne weiterhin mit Festpreistarifen abgerechnet werden. In Bezug auf Energy Sharing wurde kritisiert, dass keine geographische Einschränkung vorhanden sei.

In der Kleingruppendiskussion zum Thema Flexibilität wurde insbesondere das vorgeschlagene Peak-Shaving-Produkt thematisiert. Von mehreren Seiten wurde in Frage gestellt, ob die ÜNB die richtigen Akteure seien, um dieses Produkt auszuschreiben. Ebenfalls wurde angemerkt, dass auch VNB einen Bedarf an netzdienlicher Flexibilität hätten. Zudem wiesen mehrere Teilnehmende darauf hin, dass das Produkt anderen Marktsegmenten Flexibilität entziehen würde. In der Diskussion wurde herausgearbeitet, dass perspektivisch ein höherer Bedarf an Flexibilität im Stromsystem besteht. In Frage gestellt wurde jedoch, ob das Peak-Shaving-Produkt das beste Instrument sei, um diese Flexibilität zu heben. Im Hinblick auf den Marktdesignvorschlag, dass jeder Mitgliedsstaat seinen Systembedarf an Flexibilität bestimmen solle, wurde angemerkt, dass der Vorschlag die Flexibilität eben nicht definieren würde. Zudem wurde betont, dass vor allem Flexibilitätshemmnisse beseitigt werden müssten und nicht neue Produkte ausgeschrieben werden sollten.



3.1.4. Dritte Sitzung des Plenums am 5. Juli 2023

Ziel und Ablauf

Die Plenumsitzung zielte darauf ab, die Stakeholder der PKNS über den Stand der Arbeiten in den AGs zu informieren, vorläufige Ergebnisse zu präsentieren und Diskussionsstränge zusammenzuführen. Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann und als Vertreterinnen und Vertreter der Regierungsfractionen Dr. Nina Scheer (SPD), Dr. Ingrid Nestle (Bündnis 90/Die Grünen) und Konrad Stockmeier (FDP) begrüßten die Teilnehmenden mit kurzen Inputs. Das BMWK stellte den Stand der Verhandlungen zum EU-Strommarktdesign vor und berichtete aus den bisherigen Sitzungen der AGs. Im Dialog mit Vertreterinnen und Vertretern der wissenschaftlichen Begleitung der PKNS stellten sie die zentralen bisherigen Erkenntnisse vor. Die vor Ort und virtuell teilnehmenden Stakeholder waren eingeladen, die Ergebnisse zu kommentieren und Rückfragen an das BMWK zu stellen.

Inhalte der Sitzung

Begrüßung durch Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann

In seiner Begrüßungsrede ging Staatssekretär Nimmermann auf die Herausforderungen der Transformation des Stromsystems ein. Wind- und Sonnenenergie stellten zusammen mit Wasserstoff die Grundlagen der zukünftigen Energieversorgung dar. Zahlreiche offene Fragen auf dem Transformationsweg machten den Diskussionsprozess der PKNS jedoch dringend notwendig. Vor dem Hintergrund des notwendigen Umsetzungstempos von Maßnahmen lobte Nimmermann erste konkrete Instrumentenvorschläge aus der PKNS zum Ziel „Nutzen statt Abregeln“ (NsA). Dabei sollten Anreize zur Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom ausgestaltet werden. Auch aus der parallel anstehenden Kraftwerksstrategie würden zeitnah Maßnahmen zum Thema flexibler Kraftwerke abgeleitet werden.

Begrüßung durch Vertreterinnen und Vertreter der Regierungsfractionen

Dr. Nina Scheer (SPD) betonte das gemeinsame Ziel des zügigen EE-Ausbaus im Kontext der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit seien dabei jederzeit zu gewährleisten. Dr. Ingrid Nestle (Bündnis 90/Die Grünen) unterstrich die Wichtigkeit konkreter, zügiger Maßnahmen wie die des NsA-Konzeptes. Das große Zielbild müsse dabei stets beachtet und alle Stakeholder einbezogen werden. Konrad Stockmeier (FDP) stellte die Wichtigkeit der Versorgungssicherheit heraus und ergänzte, dass es keine Quersubventionierung zwischen einzelnen Verbrauchergruppen geben und bei der Weiterentwicklung des Marktdesigns Privatwirtschaft und Unternehmen gegenüber staatlicher Regulierung bevorzugt werden solle. Alle EE-Ressourcen sowie Stromspeicher und Wasserstoff spielten zukünftig eine wichtige Rolle.

Stand der EU-Strommarktreform

Das BMWK stellte den Verhandlungsstand um die EU-Strommarktrichtlinie vor. Nach anfänglich zügigen Verhandlungen sei eine Verabschiedung der Empfehlungen im Energierat am 19.06.2023 vorerst gescheitert. Aktuell würde intensiv nachverhandelt, ein Beschluss der Richtlinie bis Ende des Jahres sei dennoch fraglich. Deutschland stünde dem EU-Vorschlag bezüglich CfD, PPA und Energy Sharing grundsätzlich positiv gegenüber. Es bestünden jedoch Probleme im Detail der Ausgestaltung, beispielsweise hinsichtlich einer möglichen Fragmentierung der Märkte. Die Verteilung der Einnahmen aus CfDs sowie die Teilnahme von Kernkraftwerken mit verlängerter Laufzeit und damit verbundene Übergewinne sei aus Sicht Deutschlands und weiterer Mitgliedsstaaten nicht zufriedenstellend ge-



klärt. Auch bestünden Vorbehalte hinsichtlich der Einführung von Virtual Trading Hubs für Terminmarktgeschäfte, die eine vorgeschaltete Folgenabschätzung (Impact Assessment) erfordern würden. Unstimmigkeiten bestehen weiterhin zu Voraussetzungen für die Anwendung der sogenannten Krisenklausele, die Sonderregelungen im Falle einer erneuten Energiekrise möglich mache.

Bericht zum Stand der Arbeitsgruppen der PKNS

Das BMWK stellte die bisherige Arbeit der **AG EE** vor. Eine gute Voraussetzung für die Arbeit der AG sei der aktuelle Fokus darauf, wie schnell eine vollständige Umstellung auf EE gelingen könne und nicht, ob dies anzustreben sei. Die vorgestellten Ergebnisse können der Präsentation der Sitzung entnommen werden. Eine Vertreterin der Forschungsnehmer wies im Hinblick auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit von EE auf erhebliche Unsicherheiten in der Prognose der Marktwerte hin. Nach Einschätzung der AG sei eine dauerhafte Finanzierung der EE allein über den Markt nicht garantiert und staatliche Eingriffe zur Risiko- und Marktwertabsicherung erforderlich. Die Entwicklung schlechterer Standorte erfordere staatliche Unterstützung. PPA und CfD seien die wichtigsten Instrumente in der Diskussion, wichtige Ausgestaltungsfragen seien jedoch noch offen.

Der Fokus der Kernergebnisse der **AG Flex** lag auf der nachfrageseitigen Flexibilität und dem Abbau von Hemmnissen für deren Einsatz. Ein Vertreter der Forschungsnehmer unterstrich die Einschätzung der AG, dass Hemmnisse für alle Flexibilitätspotenziale auf breiter Front abgebaut werden müssten. Neben der, in einer Festlegung der BNetzA bereits angelegten, Reform der individuellen Netzentgelte erscheine eine grundsätzliche Überarbeitung der Netzentgeltstruktur weiter notwendig. Dieses Vorhaben sei jedoch aufgrund seiner Komplexität und einhergehenden Verteilungswirkungen herausfordernd.

Das BMWK stellte die Kernergebnisse der bisherigen Arbeit der **AG Steuerbare Kapazitäten** vor, die einen breiten TechnologiemiX für die Versorgungssicherheit und einen wettbewerblichen Großhandel als wichtig erachten. Ein Vertreter der Forschungsnehmer konstatierte als Unterschiede zur letzten großen Diskussion um Kapazitätsmechanismen vor rund zehn Jahren, dass es deutlich veränderte Ausgangsvoraussetzungen wie den erfolgten Abbau von Überkapazitäten, deutlich höhere EE-Ausbauziele und erheblichen Investitionsbedarf in steuerbare Kapazitäten gäbe. Weiterhin habe der Staat eine aktivere Rolle für Preisabsicherung übernommen, was das private Absicherungsbedürfnis senke. Die aktuelle Debatte zu dezentralen oder zentralen Kapazitätsmechanismen sei ergebnisoffen.

Abschließend berichtete das BMWK zu den Kernergebnissen der **AG Lokale Signale**. So sollen Lastpotenziale für netzdienliche Zwecke erschlossen werden, wofür sich zeitvariable Netzentgelte grundsätzlich eignen würden. Wichtig sei, ökonomische Fehlanreize (Inc-Dec-Gaming) im Zusammenspiel von lokalen Signalen und zonalem Markt zu vermeiden. Ein Vertreter der Forschungsnehmer führte aus, dass die Erwartungen an die künftige Rolle der EE und somit auch der Druck auf die Netze erheblich gestiegen seien. Netzausbau sei wichtiger denn je, lokale Signale jedoch parallel erforderlich. Neue Lasten (Wärmepumpen, E-Kfz) erforderten zudem eine intelligente Steuerung, um den dennoch notwendigen Verteilnetzausbau effizient zu reduzieren.

Diskussion im Plenum

Nach der Vorstellung des Arbeitsstandes der AGs folgte eine ausführliche Diskussion der bisherigen Schlussfolgerungen im Plenum.

Viele Stimmen verwiesen auf die Dringlichkeit, Maßnahmen zu entwickeln und noch in dieser Legislaturperiode umzusetzen. Eile sei insbesondere beim Thema Flexibilität geboten, da die Aktivierung



von Flexibilitätspotenzialen zur Stabilisierung der Marktwerte von EE notwendig sei. Diese gerieten zunehmend durch Kannibalisierungseffekte unter Druck. Auch eine Reform der Netzentgelte wurde als besonders relevant hervorgehoben, um zeitliche und lokale Steuerungssignale zu setzen. Über diese könne eine effiziente Netznutzung und die entsprechende Lokalisierung neuer Verbraucher und Erzeuger angereizt werden.

Eine Priorisierung zwischen kurzfristig notwendigen und umsetzbaren Maßnahmen sowie langfristigen Maßnahmen, die eine weitergehende Diskussion erforderten, sei laut einzelner Stakeholder dabei wichtig. Eine langfristige Entscheidung sei beispielsweise die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Das BMWK unterstrich, dass die Steuerungsgruppe der PKNS Interesse daran habe, verwertbare Ergebnisse der PKNS zeitnah in den Gesetzgebungsprozess einfließen zu lassen.

Mehrere Wortbeiträge betrafen die Einführung von CfD als Förderinstrument für EE und die Frage nach einer Pflicht für diese aus EU-Vorgaben. Das BMWK erwiderte, dass eine Beibehaltung der gleitenden Marktprämie in Verbindung mit einem „Claw-Back-Mechanismus“ wie ein CfD wirken würde. Die Abschöpfungsgrenze müsste in diesem Fall deutlich näher am Zuschlagspreis liegen als bei der Abschöpfung der Zufallsgewinne im Rahmen des jüngst ausgelaufenen Strompreisbremsengesetzes. Die Notwendigkeit eines Förderinstruments mit „Claw-Back“ ergäbe sich auch aus den Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen, die Basis für die Genehmigung des EEG sind.

Weitere Fragen baten um Klärung des voraussichtlichen Anwendungsgebietes für CfD und einer möglichen Verpflichtung zur Nutzung von CfD als Finanzierung. Vertreterinnen und Vertreter des BMWK verwiesen auf den optionalen Charakter von CfD als Förderinstrument neben der marktgestützten Finanzierung. Einzelne Stakeholder fragten nach der Wechselmöglichkeit zwischen CfD und PPA, welche laut BMWK weitgehend ausgeschlossen sei. Ein Stakeholder sah die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen ohne Speicherförderung in Negativpreisphasen auch bei CfD bedroht. Das BMWK verwies darauf, dass die Förderung von Speichern in einer geplanten Speicherstrategie adressiert werde.

Neben dem Verweis auf die Bedeutung von Ausnahmen für kleinere Akteure von CfD wurde von Teilnehmenden nach Peer-to-Peer-Handel als mögliches Instrument für Teilhabe gefragt. Hier verwies das BMWK auf die Solarstrategie, in der beispielsweise die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung als Form des Peer-to-Peer-Handel vorgeschlagen werde. Die Debatte zu diesem Thema stünde jedoch noch am Anfang und Kosten und Nutzen seien in Einklang zu bringen.

Mehrere Stakeholder sprachen die Wechselbeziehung der anstehenden Kraftwerksstrategie mit einem möglichen zukünftigen Kapazitätsmarkt an. Kapazitäten, die auf Basis der Kraftwerksstrategie gebaut würden, müssten bei Einführung eines Kapazitätsmarktes in diesen integriert werden. Das BMWK verwies darauf, dass die Diskussion zur Einführung eines Kapazitätsmarktes offen verlaufe und nicht entschieden sei. Welche Form ein potenzieller zukünftiger Kapazitätsmarkt annehmen könne, hänge von dessen Zielen ab. So könnten dezentrale Flexibilitäten eventuell einfacher in dezentrale Kapazitätsmärkte integriert werden, während zentrale Kapazitätsmärkte Vorteile bezüglich der Versorgungssicherheit haben könnten. Umverteilungsfragen müssten ebenfalls betrachtet werden.

Das BMWK versicherte in seiner Antwort auf eine Stakeholderfrage, dass Biogaskraftwerke Teil der Kraftwerkstrategie seien und diese für die kurzfristige Kapazitätssicherung eingesetzt werden könnten. Ein Stakeholder merkte an, dass bei der Finanzierung von Residuallastkapazitäten auch die Erbringung von Systemdienstleistungen eine Rolle spielen sollte, was dem BMWK nach geplant sei und auch im Parallelvorhaben „Roadmap Systemstabilität“ adressiert werde.



Teilhabe und Akzeptanz sowie die Orientierung am Ziel der Klimaneutralität wurden von einzelnen Diskussionsteilnehmenden als bislang unzureichend adressierte Aspekte in der Arbeit der PKNS benannt. Das BMWK verwies darauf, dass diese Anforderungen in den auf der ersten gemeinsamen AG-Sitzung identifizierten Bewertungskriterien enthalten und von grundlegender Bedeutung für die Definition von Maßnahmen seien. Die zweite Jahreshälfte würde dazu genutzt, um die Maßnahmen anhand der vereinbarten Kriterien zu bewerten. Hierbei müssten auch die sozialen Folgen für Verbraucherinnen und Verbraucher beachtet werden.



3.1.5. Vierte Sitzung des Plenums am 11. Dezember 2023: Stand der Diskussion, Auswertung der Online-Umfrage und weiterer Prozess

3.1.5.1. Ziel und Ablauf

In der vierten Plenumsitzung wurden die Stakeholder der PKNS über den Stand der Diskussionen in den AGs informiert, die Ergebnisse einer im November 2023 durchgeführten Online-Umfrage zu den Maßnahmenoptionen vorgestellt und diskutiert sowie ein Ausblick auf den weiteren Prozess gegeben. Einleitend begrüßten Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann und die Vertreterinnen und Vertreter der Regierungsfractionen Dr. Nina Scheer (SPD), Dr. Ingrid Nestle (Bündnis 90/Die Grünen) und Konrad Stockmeier (FDP) die Teilnehmenden mit kurzen Rückblicken auf die Arbeit der PKNS im vergangenen Jahr. Anschließend stellte das BMWK den Diskussionsstand in den einzelnen AGs vor und präsentierte die Ergebnisse der Online-Umfrage zu den in den AGs identifizierten Maßnahmenoptionen. Die Teilnehmenden kommentierten die Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Erkenntnisse. Das BMWK verabschiedete das Plenum mit einem Ausblick auf die nächsten Schritte der PKNS.

3.1.5.2. Inhalte der Sitzung

Begrüßung durch Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann

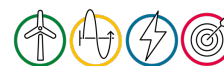
In seiner Eröffnungsrede dankte Staatssekretär Dr. Nimmermann den Stakeholdern für ihre rege Teilnahme an der PKNS im vergangenen Jahr. Er hob hervor, dass der gemeinsame und partizipatorische Diskussionsprozess erreicht hätte, dass alle Beteiligten viel voneinander lernen und miteinander erarbeiten konnten und die Lösungslandschaft nun für alle sichtbar und aufbereitet sei. Dabei habe sich auch gezeigt, dass es einen breiten Optionenraum und ein heterogenes Bild über die besten Ansätze gebe. Im nächsten Schritt solle der Optionenraum nun weiter verdichtet werden. Konkrete Instrumente wie NsA³ seien bereits durch den Gesetzgeber umgesetzt worden. Parallele energiepolitische Prozesse wie das sogenannte Solarpaket, die Stromspeicherstrategie, die Kraftwerksstrategie und die laufende Verabschiedung des europäischen Strommarktdesigns ergänzten die Arbeit der PKNS.

Begrüßung durch Vertreterinnen und Vertreter der Regierungsfractionen

Dr. Nina Scheer lobte den bisherigen arbeitsreichen Diskussionsprozess der PKNS, der mit dem NsA-Instrument bereits erste greifbare Ergebnisse geliefert habe. Damit habe die PKNS ihre Zielsetzung mehr als erfüllt, denn die Plattform sei kein Entscheidungsgremium, sondern ein Meinungsbildungsforum. Um effizient weitere Ergebnisse zu erzeugen, müsste der Prozess angepasst werden – was jedoch nicht dazu führen dürfe, dass der Austausch mit den Stakeholdern der PKNS abreißen werde. Die Ausgestaltung des NsA-Instruments habe gezeigt, wie Komplexität durch Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten entstehe. Diese sei auch im weiteren Prozess bei der Zusammenführung der Ergebnisse der AGs zu erwarten und werde größere Herausforderungen erzeugen, welche aber gelöst werden müssten. Es zeige sich, dass der Weg der kleinen Schritte richtig sei, anstelle des Wartens auf den einen großen Wurf.

Dr. Ingrid Nestle betonte die Wertschätzung der Regierungsfractionen für die PKNS. Diese habe sich darin gezeigt, dass das im Rahmen der PKNS erarbeitete Instrument zu NsA direkt gesetzlich umge-

³ § 13k Energiewirtschaftsgesetz.



setzt worden sei. Die erste Phase der PKNS habe der Sammlung und Diskussion von mitunter widerstreitenden Lösungen gedient. Die zweite anschließende Phase im Jahr 2024 diene der Entscheidungsfindung. Hierfür werde die Expertise der PKNS konsultiert und andere Formate hinzugezogen.

Konrad Stockmeier ging auf die Folgen des Urteils des Bundesverfassungsgerichts zum Zweiten Nachtragshaushaltsgesetz 2021 ein und mahnte an, dass bei der Ausgestaltung von Maßnahmen auf Effektivität und Effizienz geachtet werden müsse. Beispielsweise müssten beim Netzausbau kostengünstigere Freileitungen in Betracht gezogen werden und staatliche Zuschüsse zu Netzentgelten entfallen. Förderinstrumente müssten auf ihre Notwendigkeit geprüft werden und die Resilienz der Versorgung durch internationale Kooperation statt durch nationale Autarkie erreicht werden. Konrad Stockmeier rief dazu auf, im Folgenden den Lösungsraum zu verdichten und dabei durchaus auch verschiedene Lösungsoptionen abzustecken, um diese der Politik aufzubereiten. Als für den weiteren Erfolg der PKNS besonders wichtigen Prozess hob Konrad Stockmeier die Kraftwerks- und Speicherstrategie des BMWK hervor.

Vorstellung der Erkenntnisse aus der Arbeit der AGs und der Online-Umfrage

Das BMWK stellte den Ergebnisstand der AG EE vor.

Die **AG EE** habe im zweiten Halbjahr der PKNS vorrangig Erkenntnisse zum Thema CfD erarbeitet. CfDs ermöglichen aus Sicht der AG EE eine notwendige Absicherung gegen Preisschwankungen am Strommarkt und damit gegen Einnahmeerlösrissen. Sie bieten die Möglichkeit, dabei auch die Verbraucherinnen und Verbraucher besser an den günstigen Erzeugungskosten der erneuerbaren Energien teilhaben zu lassen, indem sehr hohe Gewinne (sog. Übergewinne) abgeschöpft und an die Verbraucherinnen und Verbraucher umverteilt werden können. Damit entsprächen CfDs auch den sich abzeichnenden neuen Vorgaben aus der EU-Strommarktreform. Zudem werde die Akteursvielfalt durch CfDs gestärkt. Bei richtiger Ausgestaltung könnten zudem zusätzliche Anreize für die Betreiber der EE-Anlagen entstehen, in langfristige PPAs zu wechseln. Eine potentielle Umstellung auf CfDs erfordert jedoch umfassende Anpassungen und müsse deshalb sorgfältig vorbereitet werden (siehe hierzu auch Kapitel 1.1.1).

Zur Umfrage verwies das BMWK auf die große Einigkeit bzgl. der Frage, ob es künftig Elemente der Preisabsicherung brauche: Die Preise für erneuerbare Energien müssten auch zukünftig geeignet abgesichert werden, da bei steigendem Erneuerbaren-Anteil zunehmend mit sinkenden Marktwerten für erneuerbare Energien zu rechnen sei (sog. Kannibalisierungseffekt). Auf der anderen Seite wurden auch die Sorgen der Stakeholder hinsichtlich Effizienz und Systemdienlichkeit deutlich. Es herrschte zudem eine breite Übereinstimmung, dass CfDs mit falschem Design (z.B. stündlicher Referenzperiode) ein Rückschritt bei der EE-Marktintegration sein könnten. Andere Teilnehmer betonten gerade die Chancen für die Systemintegration bei richtiger Ausgestaltung. Es bestand große Übereinstimmung, dass die Designfrage zentral sei. Das BMWK verwies darauf, dass ein CfD ähnlich wie eine Marktprämie mit Abschöpfung ausgestaltet werden könne. Aufgrund der Leitlinien für Klima-, Energie- und Umweltbeihilfen (KUEBLL) werde man beim künftigen Förderdesign kaum um einen Claw-Back-Mechanismus umhinkommen. Dies werde durch die sich abzeichnenden Regelungen zum neuen EU-Strommarktdesign unterstrichen. Die gleitende Marktprämie habe damit keine Zukunft.

Bei der Arbeit der **AG Flex** des zweiten Halbjahrs 2023 sei insbesondere der gemeinsame erarbeitete Fahrplan zu dynamischen Tarifen hervorzuheben. In der AG Flex wurde herausgearbeitet, dass dynamische Tarife eine sehr große Chance für die Flexibilisierung der Nachfrage bieten und eine nachhaltige Flexibilisierung ohne dynamische Tarife kaum möglich sei. Allerdings benötige der Hochlauf der



Tarife Zeit und Vorbereitung. Zentral sei daher, jetzt zeitnah in ihre Nutzung einzusteigen, um eine Lernkurve zu ermöglichen auf deren Basis sich der Hochlauf beschleunigen kann. Die intensiv diskutierten Punkte zu den Effekten dynamischer Tarife auf die Systemsicherheit, z.B. durch Rampen infolge gleichzeitiger Reaktionen, und auch Verbraucherschutzfragen seien sehr wichtig, aber für den Hochlauf dynamischer Tarife kein Showstopper.

Bei der Vorstellung der Umfrageergebnisse fasste das BMWK zusammen, dass deutlich mehr Chancen als Herausforderungen bei dynamischen Tarifen genannt worden seien. Zudem steche keine Herausforderung prominent heraus. Insgesamt sei das Bild erfreulich positiv und ermutigend für die nächsten Schritte. Es sei erfreulich, dass in der AG Flex Gräben überwunden und gemeinsame Lernkurven erreicht wurden. Auch das BMWK habe viel von der Diskussion profitiert.

Zur **AG Steuerbare Kapazitäten** führte das BMWK aus, dass neben den klassischen Kapazitätsmärkten auch eine Stärkung des jetzigen wettbewerblichen Strommarkts als eine neue Option für die Absicherung von Investitionserlösen diskutiert worden sei. Eine weitere Instrumentenoption sei ein hybrider Kapazitätsmarkt gewesen, wie ihn die Monopolkommission vorschlage. Er sei ähnlich zu bewerten wie die jeweils idealtypischen Kapazitätsmarktformen (zentral/dezentral).

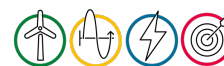
Darüber hinaus wurde in den Sitzungen die Frage der lokalen Steuerung von Kraftwerksinvestitionen intensiv diskutiert. Zur lokalen Steuerung von Investitionen stünden verschiedene Instrumente zur Verfügung. Dabei sei jedoch zu berücksichtigen, dass die Europäische Kommission lokale Preissignale über eine Neukonfiguration der Gebotszone als zentralen europarechtskonformen Ansatz für eine lokale Steuerung ansehe.

Zur Umfrage erläuterte das BMWK, es gebe insgesamt ein breites und differenziertes Meinungsbild und es sei kein eindeutiger Favorit erkennbar. Keine Designoption sei vollkommen: Jede Designoption weise spezifische Chancen und Herausforderungen auf. Eine abschließende Bewertung der einzelnen Instrumente hänge teilweise stark von der konkreten Ausgestaltung der Instrumente ab. Diese seien erst noch auszuarbeiten. Durch die neuen Vorschläge einerseits der Monopolkommission zu einem wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt (Hybridansatz) und andererseits von Consentec zum Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging sei der Lösungsraum zusätzlich erweitert worden.

Zur **AG Lokale Signale** erläuterte das BMWK, dass im Oktober eine sehr konstruktive und fachlich orientierte Sitzung zur Frage der einheitlichen Gebotszone gelungen sei, zu welcher die Europäische Kommission auch einen Input gegeben habe. Im Ergebnis seien Vor- und Nachteile einer Neukonfiguration der Gebotszone herausgearbeitet worden, wobei auch festgehalten worden sei, dass die Argumente noch nicht abschließend seien.

Das BMWK betonte die Bedeutung und Komplexität des Themas und dass die Diskussion in der AG Lokale Signale keine Abkehr der bekannten Position der Bundesregierung zur einheitlichen Gebotszone ankündige. Es sei dennoch wichtig, sich der Diskussion zu stellen und immer wieder auf die sich verändernden Randbedingungen hin zu überprüfen. Sind neue Fragen (z.B. Elektrolyseure) oder Argumente dazukommen? Welche Bedeutung haben diese? Man könne sagen, dass es in der Wissenschaft viele Stimmen für einen Neukonfiguration der Gebotszone gibt – aber zugleich auch mehrere und nachvollziehbare Gründe für die Beibehaltung sprechen. Hinzu komme die politische Dimension.

Entsprechend zeigten die Ergebnisse der **Online-Umfrage der AG Lokale Signale**, dass zwar hohe Eignigkeit hinsichtlich der Notwendigkeit von lokalen Signalen bestehe, allerdings fehle ein klares Bild,



wie diese ausgestaltet sein sollten. Dieses Ergebnis sei angesichts der Komplexität der Thematik nicht überraschend. Die Antworten vermittelten teilweise darüber hinaus den Eindruck, dass Chancen und Herausforderungen von den Stakeholdern unterschiedlich hoch gewichtet wurden, wodurch eindeutige Tendenzen schwer erkennbar seien. Ausnahme sei die Bewertung der regionalen Reduktion von Netzentgelten, bei der die Chancen deutlich überwogen hätten.

Zusammenfassung und Ausblick

Das BMWK fasste zusammen, dass im vergangenen Jahr 2023 eine breite gemeinsame Lernkurve erreicht wurde und der Lösungsraum breit aufgespannt worden sei. Der nächste Schritt sei nun, diesen mit den gewonnenen Erkenntnissen zu verengen. Es werde zeitnah ein zweiter Bericht zur Arbeit der PKNS – vergleichbar zum Bericht im Sommer 2023 – veröffentlicht. Danach werde die bisherige Arbeit ausgewertet und auf dieser Basis ein Optionenpapier im ersten Halbjahr 2024 veröffentlicht, welches den Lösungsraum verengt. Das Papier werde in der nächsten PKNS-Plenumsitzung vorgestellt und anschließend schriftlich mit den Stakeholdern konsultiert.

3.1.5.3. Diskussion im Plenum

Es folgte eine Diskussion der Umfrageergebnisse mit dem Plenum, welches größtenteils vor Ort, z.T. aber auch digital zugeschaltet war. Die Diskussion erfolgte entlang der vier AG's.

Diskussionen der Umfrageergebnisse der AG EE

Zu Beginn der Diskussion wurde zunächst die Frage aufgeworfen, ob CfDs für die Förderung von EE-Neuanlagen europäisch künftig verpflichtend seien. Hierzu berichtete das BMWK aus den Trilogverhandlungen zur neuen EU-Strommarktverordnung. Die letzte Entwicklung sei, dass sich das Europäische Parlament für mehr Offenheit bei der Ausgestaltung der Förderinstrumente ausgesprochen habe („CfD or equivalent schemes“). Das BMWK verwies allerdings auf die Anwendung der Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBILL⁴) durch die Europäische Kommission, wonach künftige Förderinstrumente wohl regelmäßig mit einem Rückzahlungsmechanismus ausgestaltet werden müssten.

Es bestand große Einigkeit, dass angesichts der zunehmenden Marktwerttrisiken für erneuerbare Energien eine Preis- bzw. Erlösabsicherung wichtig ist. Ein CfD sei dafür gut geeignet, zumal er sehr viele Ausgestaltungsmöglichkeiten eröffne und mit den europäischen Vorgaben leicht in Einklang zu bringen sei. Einige Stakeholder brachten ihre Skepsis gegenüber der Nutzung von CfDs als Förderinstrument zum Ausdruck. Als Gründe wurden negative Auswirkungen auf die Termin- und PPA-Märkte, die Gefahr von ineffizientem Einspeiseverhalten und die Verunsicherung von Investoren genannt. Je nach Ausgestaltung könnten weitere Risiken wie bei der „Abschöpfung fiktiver Erlöse“ entstehen. Das Konzept der fiktiven Erlöse trete im Rahmen von erzeugungsunabhängigen CfD-Modellen auf, da bei diesen Modellen nicht die reale Einspeisung, sondern eine Referenzerzeugung für die Berechnung der Förderung zugrunde gelegt wird. Es bestand große Einigkeit, dass die Effekte eines CfDs ganz von seiner Ausgestaltung abhängen. Es wurde von vielen Stakeholdern die Vorteile bei der Systemintegration bei richtiger Ausgestaltung und auch bei der Umverteilung von Übergewinnen hervorgehoben.

⁴ RNr. 90 KUEBILL (Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022) (Europäische Kommission, 2022)



Das BMWK machte deutlich, dass auch bei der Nutzung eines alternativen Förderinstruments aufgrund der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen eine Form von Claw-Back-Mechanismus notwendig sein dürfte. Dies gelte sowohl im Falle einer einseitigen Marktprämie als auch einer Investitionsprämie. Darüber hinaus gebe es mittlerweile auch fortschrittliche CfD-Designs (siehe Diskussion in AG EE in Kapitel 3.2.3), die markt- und systemdienliches Verhalten fördern würden.

Einig waren sich die Stakeholder in ihrer Haltung zu PPAs. Diese seien eine sinnvolle Ergänzung zur Förderung. Ihre Nutzung solle weiter gestärkt und nicht durch das Fördersystem beeinträchtigt werden. PPA hätten zudem das Potenzial, größere Preisstabilität zu bewirken.

Einzelne Stakeholder wiesen in diesem Zusammenhang auf die Gefahr der einer Neukonfiguration der Gebotszone hin, die dazu führen könne, dass PPA neu verhandelt werden müssten. Teilweise wurde der Zusammenhang mit CfDs betont, die aufgrund ihrer Abschöpfung zu einer Stärkung des PPA-Marktes führen könnten.

Zur Verbesserung des bestehenden Fördersystems wurde vereinzelt die Umstellung auf eine Mengenförderung vorgeschlagen. Diese verhindere Finanzierungsprobleme durch eine zunehmende Anzahl von Stunden mit negativen Preisen.

Diskussionen der Umfrageergebnisse der AG Flex

Übereinstimmend maßen die Stakeholder der Flexibilität eine zentrale Bedeutung im zukünftigen Stromsystem bei. In der Diskussion zu den dynamischen Tarifen unterstrichen viele Stakeholder die Diskussion in der AG und wiederholten ihre Unterstützung, da sie die EE-Integration durch zusätzliche Flexibilisierung der Nachfrage förderten und die Strompreise senkten. Vertreterinnen und Vertreter der Wissenschaft verwiesen auf Studienergebnisse, die zeigten, dass dynamische Tarife beträchtliche verschiebbare Energiemengen bei Verbrauchsanlagen aktivieren und damit den Bedarf an steuerbarer Kraftwerksleistung reduzieren könnten. Verschiebepotenziale ergäben sich vorrangig durch Elektroautos, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrolyseure. Auf der Angebotsseite hätten auch Biogasanlagen Potenzial für Flexibilisierung.

Es müsse aber darauf geachtet werden, Fehlanreize zu vermeiden und Nachteile für unflexible Verbraucher zu minimieren. Um die Auswirkungen und Akzeptanz dynamischer Stromtarife besser einschätzen zu können, seien Lern- und Erprobungsphasen notwendig. Zur Einführung dynamischer Tarife und den damit verbundenen Herausforderungen fänden derzeit auch an viele Stellen Verbändehöraktionen und Workshops statt, so ein Stakeholder. Voraussetzung für eine breite Erprobung sei ein schnellerer Smart-Meter Rollout in Verbindung mit aktiver Bilanzierung auf Versorgerseite. Danach könnten weitere Effizienzen über eine Kombination mit flexiblen Netzentgelten erreicht werden, die etwaige unerwünschte Effekte dynamischer Stromtarife reduzieren könnten, so die Wortmeldung eines Stakeholders eines Thinktanks. Unerwünschte Effekte können bspw. Netzengpässe im Verteilnetz durch synchronisierten Verbrauch flexibler Verbrauchsanlagen wie Elektromobile sein. Dies sei aber kein Showstopper, sondern erfordere einen frühen Start der Einführung, um rechtzeitige Lernkurven zu ermöglichen.

Bezüglich der Akzeptanz und Annahme dynamischer Stromtarife wiesen verschiedene Stakeholder darauf hin, dass neben dem Vorhandensein eines Smart Meters auch verstärkte Aufklärung erforder-



lich sei. Hierbei müssten Politik, Verbände und Unternehmen zusammenarbeiten und über unterschiedliche Informationskanäle die Verbraucherinnen und Verbraucher über die Chancen und Herausforderungen informieren.

Diskussionen der Umfrageergebnisse zu AG Steuerbare Kapazitäten

Im Rahmen der Diskussion brachten die Stakeholder verschiedene Punkte ein. Mehrfach wurde betont, dass insbesondere der kurzfristige Neubau von Kraftwerkskapazitäten durch die Kraftwerksstrategie gesichert werden müsse. Das aktuelle Strommarktdesign funktioniere, setze aber nicht ausreichend Investitionsanreize für den Zubau gesicherter Leistung und müsse langfristig durch Kapazitätsmärkte ergänzt werden. Es bestünde allerdings auch Potenzial zur Verbesserung der Investitionsbedingungen innerhalb des aktuellen Strommarktrahmens durch die Einführung einer Hedging-Verpflichtung und damit verbundener neuer Stromhandelsprodukte, wie ein Stakeholder herausstellte.

Bei der Ausschreibung neuer Kraftwerkskapazitäten im Rahmen der Kraftwerksstrategie müsse verhindert werden, dass nur große Akteure einen Zuschlag erhalten. Dies könne durch Technologievielfalt erreicht werden, so die Wortmeldung eines Stakeholders. Eine weitere Wortmeldung betonte in diesem Zusammenhang die Rolle von Biogasanlagen, die aus seiner Sicht steuerbare Kapazität günstiger als Wasserstoffkraftwerke zur Verfügung stellen könnten.

Die Frage nach räumlicher Steuerung von steuerbaren Kapazitäten war ein wichtiges Thema für viele Stakeholder in der Diskussion. Hierbei wurde besonders auf den steigenden Bedarf an Kraftwerken für Redispatch im südlichen Teil Deutschlands verwiesen. An dieser Stelle merkte ein Stakeholder eines Thinktanks an, dass eine Neukonfiguration der einheitlichen Gebotszone notwendig sei, um die notwendigen Marktsignale zur Steuerung des Verbrauchs zu setzen. Bezüglich der Anzahl der Gebotszonen merkte ein anderer Stakeholder an, dass mehr als zwei Gebotszonen notwendig seien, um eine netzdienliche Steuerung zu realisieren.

Für die weitere Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus müsse Deutschland des Weiteren die Verschränkung mit anderen Strommärkten im europäischen Ausland beachten. Das grenzüberschreitende Zusammenspiel müsse in der kommenden Diskussion mehr Gewicht bekommen, da es starke Auswirkung auf das deutsche Stromsystem und die Finanzierung der hierzulande vorgehaltenen steuerbaren Kapazitäten habe.

Diskussion der Umfrageergebnisse zu AG Lokale Signale

Das BMWK verwies eingangs auf die Position der Bundesregierung für eine Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone. Wichtig sei dennoch, in den Austausch zu gehen, ob die Argumente weiter Bestand haben bzw. noch weitere Punkte hinzugekommen sind. Vielfach wurde von den Stakeholdern die Wichtigkeit des Erhalts der einheitlichen Gebotszone betont.

Viel Übereinstimmung gab es bei der Frage der Notwendigkeit von Steuerungssignalen für die Verbrauchsseite. Einige Stakeholder sahen eine Reform der Netzentgelte hin zu dynamischen und regional differenzierten Netzentgelten als einen wichtigen Schritt hin zu Steuerungssignalen sowie zum Teil auch als Alternative zur Neukonfiguration der Gebotszone. Hierzu merkte ein Stakeholder aus der Wissenschaft an, dass weder eine Neukonfiguration noch die Reform Netzentgelte ausreichten, um die benötigten Lokalisierungssignale zu erzeugen. Entscheide man sich gegen die Neukonfiguration der Gebotszone, müssten weitere Instrumente zusätzlich zur Reform der Netzentgelte ergänzt werden, um für die nötige Netzstabilität zu sorgen.



Weitgehend Konsens bestand bezüglich der Notwendigkeit, den Ausbau von Elektrolyseuren und Speichern durch lokale Signale räumlich zu lenken. Ein Stakeholder wies in diesem Zusammenhang auf die besonderen Fähigkeiten von Stromspeichern hin, das Netz zu unterstützen, welche aktuell noch nicht ausreichend genutzt und verstanden seien.

Einige Stakeholder konstatierten, dass es zwischen der Wissenschaft und der energiewirtschaftlichen Praxis eine Diskrepanz in der Einschätzung der Vorteilhaftigkeit der einheitlichen Gebotszone gebe. Auch bestehe weiter Forschungsbedarf über die Auswirkungen einer Neukonfiguration der Gebotszone. Wichtig sei hierbei, zwischen Bestand und Neuinvestitionen sowie zwischen Verteilungsfragen und Anreizfragen zu unterscheiden. Es müssten Lösungen gefunden werden, die Investitionsschutz böten und das Vertrauen erhielten. Von Seiten eines ÜNB wurde angemerkt, dass die Umstellung auf ein System mit mehreren Gebotszonen mehrere Jahre und auf ein nodales System (Knotenpreissystem) sogar Jahrzehnte beanspruchen würde. Man solle sich daher die Zeit nehmen, das mögliche zukünftige System ausreichend zu erforschen und eine konsensfähige Lösung finden.

Abschließend gab ein Stakeholder zu bedenken, dass der konsequente Ausbau des Stromnetzes den Druck zur Einführung lokaler Signale mindern könne und somit mehr Zeit für Entscheidungen verschaffe. Beispielsweise wäre bei der Einführung von NsA mehr Zeit im Gesetzgebungsprozess für Konsultation wünschenswert gewesen.



3.2. Sitzungen der Arbeitsgruppe 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien

3.2.1. Erste Sitzung der AG EE am 25. April 2023: Kriterienkatalog und Analyse des Handlungsbedarfs

Ziel und Ablauf

Das Ziel der ersten Sitzung der AG EE war neben der Vorstellung des Arbeitsplans die Vervollständigung der zuvor erarbeiteten AG-spezifischen Bewertungskriterien. Ferner erfolgte eine erste Diskussion und Definition des Handlungsbedarfs zur Sicherung der ausreichenden Finanzierung von EE im klimaneutralen Stromsystem.

Im ersten Teil der Sitzung rekapitulierte das Fraunhofer ISI aus dem Kreis des Forschungskonsortiums die AG-spezifische Systembeschreibung sowie Bewertungskriterien und diskutierte diese mit den Teilnehmenden. Im zweiten Teil der Sitzung diskutierten die Stakeholder nach einem Kurzvortrag von Guidehouse und Fraunhofer ISI zum Handlungsbedarf in zwei Kleingruppen sowie anschließend im Plenum die Themen "Voraussichtliche Kosten- und Marktwertentwicklungen" und "Investitionsrisiken und Möglichkeiten der Absicherung".

Einordnung

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ziele für den Ausbau der EE im Stromsektor besteht die Frage, inwieweit das bestehende Marktdesign eine ausreichende Finanzierbarkeit der EE sicherstellt und zu volkswirtschaftlich effizienten Ergebnissen führt.

Im Allgemeinen finanzieren sich EE-Anlagen an Strommärkten folgendermaßen: Bei der Preisbildung an Strommärkten setzt das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten, dessen Stromproduktion zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den Preis, zudem werden zukünftig auch flexible Lasten den Preis setzen. EE-Anlagen mit geringem Anteil an variablen Kosten profitieren dabei von der Preissetzung durch Akteure mit höheren variablen Kosten und können so ihre Fixkosten wie beispielsweise Abschreibungen der Investitionen decken. EE, die künftig die Stromproduktion weitgehend dominieren sollen, verdrängen dann zunehmend die aktuell fossil betriebenen Kraftwerke mit hohen variablen Kosten und haben so einen reduzierenden Effekt auf das Preisniveau an den Großhandelsmärkten. Gleichzeitig müssen EE hohe Fixkostenanteile (insbes. Abschreibungen) refinanzieren und sind hierfür auf ausreichend hohe Großhandelspreise angewiesen. Insbesondere unter Berücksichtigung der Ambition der EE-Ausbauziele und der erforderlichen Beschleunigung der Ausbaugeschwindigkeit muss somit sichergestellt werden, dass EE-Investitionen rentabel sind.

Im Kern müssen zur Beantwortung der Frage, ob das aktuelle Strommarktdesign ausreichende Anreize für Investitionen in EE zu geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten bietet, die für die Zukunft erwarteten Kosten der EE mit den voraussichtlichen Einnahmen verglichen werden. Dafür müssen zunächst die zentralen Einflussfaktoren bzw. Treiber identifiziert und deren erwartete Entwicklung abgeschätzt werden. Eine zu klärende Frage ist, ob trotz der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Entwicklungen von Kosten und Einnahmen, robuste Aussagen über die Finanzierbarkeit der EE am Strommarkt und einen verbleibenden staatlichen Handlungsbedarf getroffen werden können.



Inhalte der Sitzung

Um sich den aufgeworfenen Fragen zu nähern, untersuchte das wissenschaftliche Konsortium im Vorfeld der Sitzung in einem **Inputpapier „Einflussfaktoren und Fragestellungen für den künftigen EE-Finanzierungsbedarf“** (Guidehouse & Fraunhofer ISI, 2023a) zentrale Aspekte der Kosten- und Marktwertentwicklung, der Risikoabsicherung von Investitionen in EE sowie Hemmnisse, die der Finanzierung von EE im Wege stehen.

Bislang finde der überwiegende Anteil des EE-Zubaus mit Hilfe **staatlicher Risikoabsicherung und Förderung** statt. Trotz Kostensenkungen auf Basis der Technologielernkurven würden allerdings die mittleren Stromgestehungskosten der EE aufgrund der notwendigen Ausnutzung auch weniger ertragreicher Standorte in Deutschland höchstwahrscheinlich wieder ansteigen. Es sei zwar zu erwarten, dass Inflationswerte und Zinsen in den kommenden Jahren wieder sinken, aber voraussichtlich würden diese über Vorkrisenniveau verbleiben. Kurzfristig könnten Turbulenzen in den Lieferketten preissteigernd wirken. Langfristig würden Kannibalisierungseffekte, d. h. ein Sinken der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt in den Zeiten, in denen EE vornehmlich einspeisen, zu sinkenden Marktwerten und damit sinkenden Einnahmen der EE führen. Der Ausbau von Flexibilitätsoptionen und Speichern könnte diesen Effekten entgegenwirken, sie aber voraussichtlich nicht kompensieren, zumindest nicht kurzfristig.

Ein weiterer Faktor, der die Investitionen in EE beeinflusse, seien **Kapitalkosten**. Diese seien in ungeforderten EE-Projekten wegen des einzupreisenden Risikos tendenziell höher als in Projekten, die staatlich (z. B. durch einseitige oder zweiseitige Marktprämienmodelle) abgesichert sind. Bei Wegfall jeglicher Absicherung durch Fördersysteme (unabhängig davon, ob tatsächlich eine Förderung ausgezahlt werde) würden auch potenzielle Investitionen unrentabel werden, die im Rahmen staatlicher Absicherung und infolgedessen niedrigerer Kapitalkosten keine finanzielle Förderung benötigten. Vor dem Hintergrund steigender Kosten und sinkender Einnahmen sowie der Unsicherheiten über deren Entwicklung sei für einen signifikanten Anteil des geplanten EE-Ausbaus mindestens in der laufenden Dekade bis 2030 davon auszugehen, dass er nicht rein marktlich refinanziert werden könne.

Ohne Fortsetzung einer staatlichen Risikoabsicherung (und ggf. Förderung) von EE-Investitionen erscheine es daher unwahrscheinlich, dass das aktuelle Strommarktdesign in ausreichendem Maß **Anreize für Neuinvestitionen** setze, um die EE-Ausbauziele und die schnelle Transformation hin zu einem klimaneutralen Stromsystem zu erreichen. Inwieweit EE-Neuinvestitionen rein marktgetrieben in einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem rentabel sein werden, könne noch nicht robust abgeschätzt werden und hänge auch vom zukünftigen Marktdesign ab.

Diskussion in der AG

Diskussion zum Thema Bewertungskriterien

In der Diskussion zum Thema Kriterien wurde angemerkt, dass die Themen Resilienz und Aspekte der Ressourcenthematik mitbetrachtet werden sollten. Zum Beispiel sei die Ressourcenverfügbarkeit während des Baus der Anlagen und mögliches Recycling ein Aspekt. Im Hinblick auf das Kriterium der Effizienz sollten auch dynamische Aspekte im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Effizienz berücksichtigt werden. Es gab Anmerkungen, dass die Effizienz auf die Systemkosten abzielen sollte. Die Stakeholder begrüßten die Aufnahme des Kriteriums der Systemdienlichkeit und merkten an, dass die Systemdienlichkeit einen Marktwert haben sollte. In der Diskussion wurde auch die Frage der Standortsteuerung, u. a. im Zusammenhang mit Effizienz, aufgebracht. Als weiterer Punkt wurde die



gesellschaftliche Teilhabe und das Kriterium der Akteursvielfalt genannt. Außerdem wurde darauf hingewiesen, dass die EU-Kompatibilität in die Diskussion einbezogen werden müsse und angeregt, dass diese AG Impulse für die europäische Diskussion setzen solle.

Diskussion zum Thema Investitionsrisiken und Möglichkeiten der Absicherung

In die Diskussion wurde eingebracht, dass es im Jahr 2045 kein regulatorisches Risiko mehr geben sollte. Die zukünftige erwartete Entwicklung des Kannibalisierungseffektes, geringe Marktwerte und negative Preise wurden von den Stakeholdern als wesentliche Risikokategorien aufgeführt. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass der Netzausbau mit dem EE-Ausbau kompatibel sein müsse. Einige Stakeholder wiesen auf bereits bestehende Instrumente für die Absicherung von Marktrisiken hin. Ferner nannte ein Stakeholder das Akzeptanzrisiko und wies darauf hin, dass das Bonitätsrisiko für kleinere Akteure adressiert werden müsse. Zudem bestünde ein Lieferkettenrisiko, das jedoch aus Sicht des BMWK nicht im Rahmen des Strommarktdesigns adressiert würde. Es wurde dargelegt, dass Risiken unterschiedlich gut von Marktakteuren adressiert werden könnten. Einige Stakeholder verwiesen auf weiteres Potenzial von marktlichen Instrumenten für die Absicherung von Marktrisiken. Andere hielten diese marktlichen Instrumente für nicht ausreichend, um den EE-Ausbau abzusichern, unter anderem aufgrund hoher Kosten oder aufgrund begrenzter Bonität auf Abnehmerseite. Es bestand Konsens, dass zumindest ergänzende staatliche Instrumente sinnvoll seien. Zum Verhältnis von marktlicher und staatlicher Absicherung wurde folgendes gemeinsames Verständnis festgehalten: So viel marktliche Absicherung wie möglich und so viel staatliche Absicherung wie nötig.

Diskussion zum Thema Bandbreiten der Marktwert- und Kostenentwicklung

Im Hinblick auf die zu erwartenden Kostenentwicklungen äußerten die Stakeholder, dass sie mit einem weiterhin variablem Zinsniveau rechneten, während ein Absinken des Zinsniveaus als eher unwahrscheinlich eingeschätzt wurde. In Bezug auf Technologiekosten würden Turbulenzen in den Lieferketten sowie eine hohe globale Nachfrage preissteigernd wirken. Außerdem wären die Kosten von externen Anforderungen, wie beispielsweise der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung, abhängig. Auch der Fachkräftemangel wurde als kostensteigerndes Element genannt. Im Bereich der Photovoltaik ließen erhöhte globale Produktionskapazitäten für Module weiter sinkende Materialkosten erwarten, während im Bereich von Windenergie-an-Land nach den Kostensteigerungen der letzten Jahre nominal konstante Kosten über Vorkrisenniveau erwartet würden. Jedoch bestünde insbesondere im Bereich der Windenergie bezüglich der zukünftigen Kostenentwicklung eine hohe Unsicherheit.

Unklar war im Teilnehmerkreis, ob die Entwicklung von Flexibilitäten im Stromsystem mit der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus mithalten könne. Außerdem wurde eingebracht, dass Investoren zunehmend Erzeugungsoptionen (z. B. PV und Speicher) kombinieren würden, um Marktwerte zu erhöhen. Ferner seien die unsichere Kostenentwicklung von Speicheroptionen und negative Preise entscheidend für die Marktwerte.

Entsprechend der erwarteten Entwicklung der Kosten und Marktwerte, waren die Stakeholder der Ansicht, dass EE ohne Änderungen an den Marktbedingungen nicht weiter ausreichend ausgebaut würden, um die Ausbauziele zu erreichen und für einen Teil der Investitionen in EE-Anlagen weiterhin staatliche Absicherung und ggfs. staatliche Förderung nötig sei. Auch über 2035 hinaus müssten weiterhin stabile Rahmenbedingungen gewährleistet werden, um Investitionen auch bei einem ggf. niedrigen CO₂-Preis zu ermöglichen.



Take-aways der Sitzung

Erarbeitete Take-aways zu „Voraussichtliche Kosten- und Marktwertentwicklungen der EE“

1. Erwartete Kostenentwicklungen	2. Erwartete Marktwertentwicklung	3. Robuste Aussagen zur Finanzierung des Transformationspfads
<ul style="list-style-type: none"> • Es muss mit variablem Zinsniveau gerechnet werden, schwierig abzuschätzen. Absinken auf Niedrigzinsniveau und sehr hohe Zinsniveaus eher unwahrscheinlich. • Turbulenzen in Lieferketten wirken preissteigernd. Auch hohe globale Nachfrage kann preissteigernd wirken. • Kosten der Technologien abhängig von Anforderungen (z. B. Umweltverträglichkeitsprüfung, Speicher müssen gebaut werden?) • Fachkräftemangel als kostensteigerndes Element. • PV: Erhöhte globale Produktionskapazitäten für Module lassen weiter sinkende Materialkosten erwarten. • Wind Onshore: nominal konstante Kosten, etwas über Vorkrisenniveau (aber hohe Unsicherheit). Erschließung weniger ertragreicher Standorte zunehmend wichtig auf dem Weg der Transformation. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generelle Marktpreisentwicklung entscheidend. • Kannibalisierungseffekte führen zu sinkenden Marktwerten. • Stärkere Kannibalisierung bei PV als Onshore, bei Onshore stärker als bei Offshore. • Unsicher, ob Entwicklung der Flex-Optionen mit Tempo des EE-Ausbaus und marktwertsenkendem Effekt mithalten. • Zunehmende Kombination von Erzeugungsoptionen (insb. PV und Speicher). Investoren denken das gemeinsam. Unsichere Kostenentwicklungen der Speicher entscheidend. • Negative Preise mitentscheidend für die Wirtschaftlichkeit. 	<ul style="list-style-type: none"> • EE werden ohne Änderungen an den Marktbedingungen nicht ausreichend ausgebaut. • Nach heutigem Stand ist mindestens für einen Teil der EE-Anlagen weiterhin staatliche Absicherung notwendig. • Stabile Rahmenbedingungen müssen auch über 2035 hinaus (insb. Bei geringem CO₂-Preis) weiterhin gewährleistet werden.



Erarbeitete Take-aways zu „Investitionsrisiken und geeignete Absicherungsinstrumente“

1. Investitionsrisiken und deren Bedeutung	2. Adressierung durch Ausgestaltung der Märkte und Finanzierungsbedingungen	3. Produktive und unproduktive Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Viele Risiken können durch etablierte Mechanismen (u. a. am Markt) adressiert werden • Kosten der Absicherung sind relevant (haben Auswirkungen auf Gesamtpotenzial) • Marktliche Absicherbarkeit ist begrenzt durch Bonität 		<ul style="list-style-type: none"> • Neben marktlicher Absicherung ist staatliche Absicherung notwendig (v. a. mit Blick auf langfristige Preisrisiken). • Für Absicherung gilt: Not one size fits all. • Staatliche Absicherung der Preisrisiken sinnvoll, auch wenn keine Nettozahlung an Anlagen resultiert. • So viel ungeförderter Ausbau wie möglich, so viel geförderter Ausbau wie nötig, um Ziele zu erreichen. • So viel marktliche Absicherung wie möglich, so viel staatliche Absicherung wie nötig, um Ziele zu erreichen. • Zielerreichung (vor Hintergrund der Ausbaupfade) wird komplementäre staatliche Instrumente notwendig machen.

Erarbeitete Take-aways zu AG-spezifische Bewertungskriterien

Siehe Take-aways aus der gemeinsamen Sitzung der vier Arbeitsgruppen vom 31. März 2023 zur Entwicklung einer gemeinsamen Systembeschreibung und Bewertungskriterien (Kapitel 3.1.2).

3.2.2. Zweite Sitzung der AG EE am 11. Mai 2023: Mapping von Handlungsoptionen

Ziel und Ablauf

Ziel der zweiten Sitzung der AG EE war es, ein gemeinsames Verständnis für die möglichen Handlungsoptionen für die Finanzierung der EE im treibhausgasneutralen Stromsystem zu entwickeln. Darüber hinaus sollte abgestimmt werden, welche Instrumente im Fokus der weiteren Arbeit stehen sollten.

Nach der Einführung präsentierte das BMWK die wichtigsten Erkenntnisse aus der Sitzung des PKNS-Plenums zur EU-Strommarktreform. Anschließend präsentierten Guidehouse und Fraunhofer ISI aus dem Kreis des Forschungskonsortiums die unterschiedlichen Handlungsoptionen zur EE-Finanzierung, die im Anschluss in der AG diskutiert wurden.



Einordnung

In der ersten Sitzung vom 25.04. wurde festgestellt, dass staatliche Absicherung neben marktlicher Absicherung auf absehbare Sicht zur Zielerreichung weiterhin notwendig sein wird (siehe Abschnitt 3.2.1). Für die weitere Diskussion in der AG EE sind daher die Risikoabsicherung und Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in EE zentrale Themen. In der zweiten Sitzung sollten daher die möglichen Handlungsoptionen identifiziert werden, um diese Anforderungen umzusetzen.

Inhalte der Sitzung

Die **Präsentation der unterschiedlichen Handlungsoptionen zur EE-Finanzierung** durch Guidehouse und Fraunhofer ISI gab einen Überblick der möglichen staatlichen Handlungsoptionen und diskutierte diese im Hinblick auf zentrale Zielsetzungen.

Basierend auf den Zielsetzungen der “Preisabsicherung” und der “Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke” wurde im Anschluss an die Präsentation durch die Stakeholder eine Auswahl von Handlungsoptionen für die tiefergehende Diskussion getroffen. Ausgewählt wurden: gleitende Marktprämie (monatlich/jährlich), CfD (stündlich, monatlich/jährlich und produktionsunabhängig), sowie Garantien für PPAs. Andere Handlungsoptionen, wie etwa die fixe Marktprämie, Investitionsbeihilfen/Kapazitätzahlungen und Quotensysteme, wurden aufgrund der im Vergleich zu den vorgenannten Handlungsoptionen weniger effektiven Preisabsicherung zunächst nicht weiter diskutiert.

Im zweiten Schritt wurden von Guidehouse und Fraunhofer ISI die **Handlungsoptionen basierend auf ihren Wirkweisen und Zielsetzungen eingeordnet:**

- Die gleitende Marktprämie habe das Hauptziel, das Marktpreisrisiko abzusichern und die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen – bei gleichzeitiger teilweiser Marktintegration. Die gleitende Marktprämie würde als vorteilhaft im Hinblick auf eine langfristige Preisabsicherung gesehen, bei gleichzeitiger kurz- und mittelfristiger Strompreis-Exposition (bei monatlichem oder jährlichem Referenzpreis). Bei Zuschlägen oberhalb der Stromgestehungskosten würde zudem die Wirtschaftlichkeitslücke geschlossen. Zukünftig dürfe die gleitende Marktprämie jedoch aufgrund von europäischen Vorgaben wahrscheinlich nur mit einer Gewinnabschöpfung oder einer Rückforderungsmöglichkeit außerhalb des Instruments möglich sein.
- Die produktionsabhängigen CfD (stündlich, bzw. monatlich/jährlich) hätten das Hauptziel, das Marktpreisrisiko abzusichern, sowie die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen, bei gleichzeitig möglicher Gewinnabschöpfung. Im Hinblick auf die langfristige Preisabsicherung und die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke würden alle CfD-Varianten als vorteilhaft eingeschätzt. CfD mit monatlichem/jährlichen Referenzpreis setzten EE-Betreiber zudem kurz- und mittelfristigen Strompreisschwankungen aus. Alle Varianten wiesen zudem eine inhärente Gewinnabschöpfung auf.
- CfD mit produktionsunabhängigen Zahlungen hätten als Hauptziele, das Preisrisiko abzusichern, die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen und Anreize für effizienten Dispatch und effizientes Investment zu geben. Gleichzeitig würden mittels produktionsunabhängigen Zahlungen Verzerrungen von Marktpreis- und Dispatch-Signalen adressiert. Wie bei den anderen CfD-Varianten würden die langfristige Preisabsicherung und der Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke als vorteilhaft eingeordnet. Darüber hinaus böten auch diese CfD-Modelle eine kurz- und mittelfristige Strompreis-Exposition, sowie eine Gewinnabschöpfung über den Rückzahlungsmechanismus.



- Eine weitere Handlungsoption seien PPA-Garantien. Je nach Ausgestaltung, Höhe des Vertragspreises, sowie Grad der staatlichen Absicherung, könnten diese das langfristige Preisrisiko absichern. Erzeuger würden kurz- und mittelfristigen Strompreisschwankungen ausgesetzt. Jedoch würde die Wirtschaftlichkeitslücke nicht per se geschlossen. Außerdem existiere bei PPA-Garantien keine inhärente Möglichkeit zur Gewinnabschöpfung.

Diskussion in der AG

Die anschließende Diskussion wurde durch drei Leitfragen strukturiert. Zunächst wurde ein Meinungsbild dazu eingeholt, ob die dargestellten **Handlungsoptionen vollständig** seien oder noch zusätzliche Instrumente fehlten. Grundsätzlich stimmte das AG-Plenum der Auswahl der Handlungsoptionen zu, einzelne Stakeholder wünschten sich jedoch eine genauere Differenzierung möglicher Ausgestaltungsvarianten (z. B. ergänzend auch ein CfD mit Marktwertkorridor). Darüber hinaus wurde angemerkt, dass die Festlegung der Vergütungsdauer durch eine potenziellen Mengenförderung ersetzt werden könne. Außerdem wurde der Wunsch geäußert, sich tiefer mit Mischformen von PPA und CfD/gleitende Marktprämie zu beschäftigen. Es wurde eine Untersuchung der Wechselmöglichkeiten von staatlichen Förderinstrumenten hin zu PPA angeregt.

Die zweite Leitfrage war, ob es noch **weitere Zielsetzungen** zur vorläufigen Priorisierung der Handlungsoptionen gebe. Hierzu wurde insbesondere festgehalten, dass der Fokus auf das Ziel eines möglichst hohen, kosteneffizienten und schnellen EE-Zubaus gelegt werden sollte.

Die letzte Leitfrage war, ob die durch das wissenschaftliche Konsortium vorgenommene **Einordnung der Instrumente** geteilt werde. Prinzipiell stimmten die Teilnehmenden dieser Einordnung zu. Es wurde angeregt, die Wirtschaftlichkeit bei den Handlungsoptionen differenzierter zu betrachten (bspw. im Fall von CfD im Gegensatz zu der gleitenden Marktprämie als Status quo) und die Wirkung unterschiedlicher Ausgestaltungselemente der Handlungsoptionen auf die Systemintegration (bspw. Ost-West-Ausrichtung bei PV oder Schwachwindanlagen bei Wind an Land) zu untersuchen. Daneben wurde in der AG der weitere Fokus für die Arbeit bis zum Sommer festgelegt (siehe dazu auch nachfolgend unter „Take-aways der Sitzung“).

Take-aways der Sitzung

Dargestellte Handlungsoptionen:	Gibt es zusätzliche Instrumente?
<ul style="list-style-type: none"> • Gleitende einseitige Marktprämie (monatl. /jährl.) • CfD (stündlich) • CfD (monatl. /jährl.) • CfD (produktionsunabhängig) • PPA-Absicherung • Fixe Marktprämie • Investitionsbeihilfen • Kapazitätzahlungen • Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt • Quotensystem 	<ul style="list-style-type: none"> • Mengenförderung vs. Vergütungsdauer • Genauere Differenzierung der CfD Untervarianten • Mischformen/Parallelität von Instrumenten <ul style="list-style-type: none"> ○ CfD/PPA & CfD/gMP ○ Wechselmöglichkeit CfD → PPA



	<p>Weitere Hinweise zur Zuordnung und Ausgestaltung der Instrumente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wirtschaftlichkeit muss differenziert betrachtet werden (z. B. CfD vs. einseitige MP) • Anreiz für Systemintegration (Ost-West-Ausrichtung, Schwachwind, Speicher)
<p>Zentrale Zielsetzungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preisabsicherung • Schließen einer möglichen Wirtschaftlichkeitslücke 	<p>Zu weiteren Zielsetzungen für die vorläufige Priorisierung der Handlungsoptionen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Welche Handlungsoptionen schaffen den meisten Zubau am schnellsten (Chancen und Absicherung) und am kosteneffizientesten?
<ul style="list-style-type: none"> • Genauere Darstellung / Deep Dive z. B. produktionsunabhängiger CfD (z. B. mit Blick auf Volumenrisiko, Definition der Referenz) • Auswirkungen der Modelle auf Gebote und Höchstpreise und auf volkswirtschaftliche Kosten • Fiskalische Implikationen • Systemintegration (Ost-West, Schwachwind, Speicher), Vermeidung von Marktverzerrung bei Ausgestaltung der CfD • Resilienz und Anpassungsfähigkeit • Pilotierung • Anreiz für Repowering & systemdienliches Verhalten • Negative Preise und Preisabsicherung – differenzierte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit • Auswirkungen der Instrumente auf Märkte (z. B. Interaktionen, z. B. zwischen PPA & CfD und zwischen den Instrumenten) • Potenziale für PPA (Nachfrageseite mit betrachten, Herkunftsnachweise (HKN)-Werte) • Weiterentwicklung der Stromkennzeichnung • Volumenrisiko im PPA-Kontext (z. B. Wetterderivate) 	

3.2.3. Dritte Sitzung der AG EE am 22. Juni 2023: Handlungsoptionen und Maßnahmen

Ziel und Ablauf

Ziel der Sitzung am 22. Juni 2023 war es im ersten Teil, ein gemeinsames Verständnis zu unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten von CfD im Teilnehmerkreis zu schaffen. Dabei ging es auch darum, die Wirkung der Instrumente in verschiedenen Bereichen zu diskutieren und so die Grundlage für die kommende Bewertung der Handlungsoptionen zu bilden.

Nach der Vorstellung verschiedener CfD-Ausgestaltungsvarianten durch das Forschungskonsortium (Fraunhofer ISI und Guidehouse) wurden produktionsabhängige CfD und produktionsunabhängige CfD getrennt in zwei Kleingruppen mit alternierenden Teilnehmenden vertiefend diskutiert. Hierbei wurden unter anderem die Vor- und Nachteile der einzelnen Varianten mit Blick auf die Absicherung von Preisrisiken, die Marktintegration und die Systemumstellung diskutiert.



Im zweiten Teil der Sitzung gaben Guidehouse und Fraunhofer ISI einen Überblick über das Marktpotenzial und eine Einordnung des möglichen Beitrags von PPA für die EE-Zielerreichung und mögliche Wechselwirkungen zwischen CfD und dem PPA-Markt. Im Anschluss diskutierten die Stakeholder die Themen der Kurzvorstellung.

Einordnung

Wie in den letzten Sitzungen bereits herausgearbeitet wurde, sind für Investitionen in EE im Stromsektor insbesondere die Sicherung der Wirtschaftlichkeit sowie die Risikoabsicherung zentrale politische Handlungsfelder. Der EE-Ausbau kann sowohl durch staatliche Instrumente unterstützt als auch marktlich, beispielsweise anhand von PPA, erfolgen. Für die Diskussion der staatlichen Förderinstrumente wurden zunächst die Instrumente für eine nähere Betrachtung ausgewählt, die die Sicherung der Wirtschaftlichkeit und die Risikoabsicherung besonders zielsicher adressieren: gleitende Marktprämien als Status Quo und CfD. Seit der Energiekrise werden CfD zudem zunehmend mit Blick auf die damit verbundene Gewinnabschöpfung diskutiert. Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Reform des Europäischen Strommarktes sieht entsprechend CfD als im Grundsatz alleiniges Fördermodell für Betriebsbeihilfen für EE vor. Auch die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2023 deutet an, dass Möglichkeiten zur Gewinnabschöpfung oder für einen Rückforderungsmechanismus vorgesehen werden sollen, um Überförderung zu vermeiden. Gleichzeitig stellt sich die Frage, in welchem Umfang PPA zur Zielerreichung beim EE-Ausbau beitragen können und welche Wechselwirkungen mit CfD auftreten.

Inhalte der Sitzung

In dieser Sitzung wurden im ersten Teil die folgenden **CfD-Varianten genauer analysiert**:

- Produktionsabhängige Förderzahlungen (CfD mit stündlicher Referenzperiode, CfD mit jährlicher Referenzperiode inkl. dynamischer Rückzahlungsanpassung, CfD mit Marktwertkorridor bzw. Cap-and-Floor) und
- produktionsunabhängige Instrumente (sog. „Capability-based CfD“ sowie „Financial CfD“).

Die CfD-Varianten wurden vor dem Hintergrund des Status Quo, d. h. der einseitigen gleitenden Marktprämie (auch unter Berücksichtigung der derzeit geltenden Gewinnabschöpfung), diskutiert. Das Inputpapier für die Sitzung (Guidehouse & Fraunhofer ISI, 2023b) stellte zunächst die betrachteten Wirkungsbereiche der Instrumente dar, d. h. die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke, Risikoabsicherung (Preis-, Mengen-, Basis- und Liquiditätsrisiko), Marktintegration, Wechselwirkungen der Instrumente mit dem PPA-Markt und die für die Einführung der Instrumente erforderliche Systemumstellung. Zudem wurden in dem Papier die gleitende Marktprämie und die CfD-Modelle im Detail mit Blick auf ihre Funktionsweise, Wirkungen und zentrale Herausforderungen diskutiert. Abschließend wurden in der vergleichenden Darstellung die zentralen Merkmale und Herausforderungen festgehalten. Die Darstellung und Einordnung des Papiers wurde im ersten Teil der Sitzung überprüft und ergänzt.

Im zweiten Teil der Sitzung wurden **PPA als eine weitere Möglichkeit** diskutiert, um den Ausbau von EE anzureizen. Guidehouse und Fraunhofer ISI stellten dar, dass PPA aktuell vorrangig mit PV-Neuanlagen und ausgeförderten Windkraftanlagen geschlossen würden. Trotzdem erscheine der Anteil von PPA verglichen mit dem EE-Zubau insgesamt aktuell verhältnismäßig gering. Verschiedene Treiber und Dämpfer für PPA wurden sowohl für die Angebots- als auch für die Nachfrageseite aufgezeigt. So stelle beispielsweise der erwartete Ausbau von Elektrolyseuren eine der zentralen Nachfragesäulen



für PPA dar, während sich das PPA-Angebot hauptsächlich auf ausgeführte Anlagen und ungeführten EE-Zubau fokussieren würde. Im Hinblick auf Wechselwirkungen zwischen CfD und PPA machten die Vortragenden deutlich, dass sich aufgrund der Rückzahlungsverpflichtung und der damit einhergehenden Einschränkung von kurzfristigen Wechselmöglichkeiten, Anlagen zum Zeitpunkt der Investition für ein Segment (CfD oder PPA) entscheiden müssten. Es würde erwartet, dass Anlagen mit eher hohen Gestehungskosten an Ausschreibungen teilnehmen, während sich Anlagen mit günstigen Gestehungskosten je nach Attraktivität und Risikopräferenz zwischen CfD und PPA entscheiden würden.

Diskussion in der AG

In der Diskussion wurden Vor- und Nachteile der Instrumente diskutiert sowie offene Ausgestaltungspunkte identifiziert.

CfD (stündlich)

Zum Thema der Preissicherung wurde angemerkt, dass die Preissicherung zwar hoch sei, es jedoch Faktoren gebe, die sich negativ auf diese auswirken. So könnte die geringe Marktintegration dazu führen, dass mehr negative Preise auftreten und diese sich negativ auf die Preisabsicherung auswirken. Zudem wurde vereinzelt ein erhöhtes Abweichungs- bzw. Prognoserisiko befürchtet. Ein weiterer Aspekt, der in die Diskussion eingebracht wurde, war, dass im Mittel ca. 20 % der Einspeisemenge aufgrund von Prognosefehlern auf dem Intraday und nicht auf dem Day-Ahead-Markt vermarktet werden. An dieser Stelle wurde auch klar, dass noch kein einheitliches Verständnis der verschiedenen Risikokategorien vorhanden ist und dass diese weiter präzisiert werden sollten. Die stündliche Abrechnungsperiode wurde auch administrativ als Herausforderung identifiziert.

CfD (jährlich und dynamisch)

Die Teilnehmenden teilten die Einschätzung, dass eine jährliche Referenzperiode im Vergleich zu einem stündlichen CfD die Marktintegration eher Anreize und für einen effizienten Einsatz der Anlage sorgen könne. Verzerrungen bei leicht positiven Preisen auf dem Day-Ahead-Markt könnten durch eine dynamische Rückzahlung weitgehend vermieden werden. Allerdings seien weitere Untersuchungen nötig, z. B. wie oft Intraday-Preise und Rückzahlungen zu Verzerrungen führen können. Zudem solle klar definiert werden, ob der Referenzwert ex-post oder ex-ante bestimmt werden soll. Hier wurde die Präferenz für eine ex-post-Bestimmung gesehen, allerdings brächte diese eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Liquidität mit sich. Zudem wurde in die Diskussion eingebracht, dass auch das Preissignal aus dem Intraday-Markt berücksichtigt werden müsse, da dessen Relevanz mit steigendem Anteil von EE zunehme. Ferner sollten Wechselwirkungen mit Regelleistung berücksichtigt werden. Zudem wurde ein gewisser Umstellungsaufwand durch die dynamische Rückzahlung gesehen.

CfD (Cap-and-floor)

Das CfD-Modell mit Cap-and-Floor wurde teilweise als Hybridmodell zwischen CfD und der gleitenden Marktprämie beschrieben. In der Diskussion wurde dargestellt, dass diese Variante die Möglichkeit für Zusatz Erlöse biete und ein komplexeres Gebotsverhalten in der Ausschreibung als andere CfD-Varianten erfordere, was ein Hindernis für kleine Akteure darstellen könne. Ebenfalls genannt wurde, dass durch die Einpreisung unsicherer Erlöse innerhalb des Korridors die Kapitalkosten im Vergleich zum CfD ohne cap-and-floor steigen könnten. Eine Herausforderung bestehe in der Parametrierung des Caps. Es wurde deutlich, dass Anlagen für Preise innerhalb des Korridors einen Anreiz



hätten, sich über den Terminmarkt abzusichern und so zur Liquidität des Terminmarktes beitragen könnten. Als Nachteil wurde genannt, dass der Strom nicht mehr als Grünstrom, sondern nur noch als Graustrom vermarktet werden könne, da im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie nicht mehr die Möglichkeit bestünde, in die sonstige Direktvermarktung zu wechseln.

Capability-based CfD

Im Hinblick auf den Capability-based CfD bestand in der Diskussion trotz der grundsätzlichen Vorteile bei der Vermeidung von Marktpreisverzerrungen vor allem weiterer Klärungsbedarf zur genauen Ausgestaltung des Instruments. Hierbei stellte sich die Frage, ob Wartungszeiträume für die Abschätzung des Produktionspotenzials berücksichtigt würden und ob in diesen Zeiträumen eine Prämien- bzw. Rückzahlung anfielen. Die praktische Relevanz der Wartungsplanung wurde jedoch als gering eingeschätzt, da nach Verfügbarkeit gewartet würde. Zudem gab es im Stakeholderkreis die Frage, wer für die Bestimmung des Produktionspotenzials zuständig sein könne. Teilweise wurde der administrative Aufwand des Instrumentes sowie der Umstellungsaufwand als hoch eingeschätzt. Es sei die Etablierung robuster Audit und Compliance Systeme für die Potenzialbestimmung und Messung notwendig, um Manipulationsrisiken zu minimieren. Ferner wurde hinterfragt, ob die korrekte Erfassung des Erzeugungspotenzials überhaupt möglich sei, bzw. welche Abweichungen je nach Methode erhalten blieben. Ein weiterer offener Punkt sei die Frage nach der Referenzperiode und ob es eine Einspeisepflicht bei positiven Preisen geben solle.

Financial CfD

Nach Auffassung einiger Stakeholder sei für die Umstellung auf einen Financial CfD eine erhebliche Systemumstellung notwendig. Allerdings böten Financial CfD eine Preis- und Mengenabsicherung, während Marktpreisverzerrungen vermieden werden könnten und keine Messungen erforderlich seien. Ein Problem für eine mögliche Umsetzung sei, dass die Ausgestaltung wesentlicher Designelemente, wie etwa der Referenz, noch offen sei, was auch die Bewertung des Instruments erschwere. Während eine breite Referenz innovative Konzepte anreize aber Standorte mit ungünstigen Wetterbedingungen benachteilige, gebe es bei einem engen Referenzsystem weniger Anreize vom ertragsoptimierten Anlagendesign abzuweichen, im Gegenzug dafür aber Anreize Standorte mit suboptimalen Wetterbedingungen zu nutzen. Ferner bestehe im Vergleich zum Capability-based CfD ein erhöhtes Basisrisiko.

Eine mögliche Herausforderung bestehe in der möglichen Anwendung der Finanzregulierung, die eine großes Hindernis für kleinere Akteure bedeuten würde. Noch zu prüfen wäre, ob die physische Sicherung durch Hinterlegung der Anlage anstelle von liquiden Mitteln als Sicherheitsleistung genüge. Die Möglichkeit der Einbeziehung eines Referenzertragsmodells (mit möglichst einfacher Ausgestaltung) sowie der Umgang mit Eigenverbrauch bliebe außerdem zu prüfen.

Für alle Instrumente stellte sich in der Diskussion die Frage der Interaktion mit Terminmärkten.

Take-aways der Sitzung

CfD-Instrumente

- Die Diskussion fokussierte auf CfD-Varianten. Auch vor dem Hintergrund, dass Marktprämien ohne Rückzahlung europäisch nicht mehr zulässig sein könnten und CfD eine Möglichkeit der Umsetzung wären.



- Alle dargestellten Varianten adressieren grundsätzlich die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke sowie unterschiedliche Grade der Preisabsicherung.
- CfD eröffnen die Möglichkeit, in Zeiten hoher Marktpreise, Erlöse an Letztverbraucher weiterzugeben.
- Müsste bei der Einführung von CfD der Wechsel zwischen Fördersystem/CfD und PPA regulatorisch weitgehend unterbunden oder pönalisiert werden, damit die Rückzahlungspflicht nicht umgangen werden kann?
- CfD sollten nicht verpflichtend für alle Anlagen sein (Möglichkeit marktgetriebenen Zubaus erhalten).
- Für alle Ausgestaltungsvarianten wurden Vor- und Nachteile gesehen und unterschiedlich bewertet. Es gab keine klare Präferenz für eines der Modelle.
- Es gab unterschiedliche Auffassungen zu den mit den Instrumenten verbundenen Risikobereichen (Preis-, Prognose-/Mengen- und Abweichungs-/Basisrisiko).
- Die Länge der Referenzperiode (jährlich/monatlich/stündlich) ist ein wichtiges Designelement. Bei den produktionsabhängigen Varianten gab es eine Tendenz für eine jährliche oder monatliche Referenzperiode.
- Die Komplexität und der Umsetzungsaufwand einer möglichen Systemumstellung ist zu berücksichtigen:
 - Instrument muss verständlich sein, um vielfältige Investoren mitzunehmen, gleichzeitig ist auch der Zeitraum für die Implementierung eines neuen Instruments wesentlich.
 - Insbesondere bei den produktionsunabhängigen CfD gibt es einen Trade-off zwischen Komplexität der Umstellung und zusätzlicher Marktintegration.
- Der Anwendungsbereich (Anlagengröße/Akteure) eines Instruments müsste weiter diskutiert werden.
- Die Ausgestaltungsvarianten der CfD-Modelle und ihre Auswirkungen auf Vermarktungsmöglichkeiten am Terminmarkt sind weiter zu untersuchen, z. B. bei Cap und Floor-Modellen.
- Es sollte untersucht werden, ob produktionsunabhängige Modelle ähnliche Probleme wie klassische Kapazitätzahlungen mit sich bringen (geringe Einspeisung pro Kapazität).
- Produktionsunabhängige CfD führen in unterschiedlichem Maß zu neuen Basisrisiken.
- Insbesondere beim Financial CfD sind entscheidende Ausgestaltungsfragen offen. Seine Wirkung ist extrem abhängig von der Ausgestaltung der Referenz.

Übersicht zu CfD-Varianten als Tabelle mit Vor- und Nachteilen sowie weiteren Hinweisen

Während der Arbeit in den Kleingruppen wurden die Beiträge der Stakeholder zu den Vor- und Nachteilen sowie zu weiteren Hinweisen in Bezug auf die CfD-Varianten in einer Tabelle festgehalten.

CfD-Variante (produktionsabhängig)	Vorteile	Nachteile	Weitere Hinweise
CfD (stündlich)	• Höchster Grad an Preisabsicherung	• Weitgehende Abschirmung von marktlichen Preissignalen, kaum	• Im Mittel 20 % der Mengen ID vermarktet (nicht 100 % DA)



	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ geringer Umstellungsaufwand • Weniger Marktintegration -> mehr negative Preise -> niedrigere Preisabsicherung 	<p>Marktintegration</p> <ul style="list-style-type: none"> • „Mittelungseffekt“ schwächer als bei anderen -> insb. aufgrund von Prognoserisiko • Stündl. Abrechnung administrativ herausfordernd • 	<ul style="list-style-type: none"> • Definition des Preisrisikos? Prognoserisiko? • Abweichungsrisiko (Marktwerte) vs. Prognoserisiko • Relevanz abhängig von Technologien (Steuerbarkeit)
CfD (jährlich & dynamisch)	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Grad an Preisabsicherung • Weitgehende Marktintegration vergleichbar mit gMP (kurzfristige und saisonale Preissignale, mögliche Verzerrungen auf dem Intraday-Markt verbleiben) • Relativ geringer Umstellungsaufwand • Höhere Marktintegration als stündl. CfD • Umstellungsaufwand insb. durch dynamische Rückzahlung (Stundenwerte) 	<ul style="list-style-type: none"> • Gewisser Umstellungsaufwand • Verzerrung auf ID-Markt verbleiben (Signifikanz unklar) • Keine Verbesserung bei der Absicherung des Risikos steigender Anzahl von Stunden mit negativen Preisen 	<ul style="list-style-type: none"> • ID-Signal sollte signifikanter sein/hohe Relevanz (insb. bei hohem Anteil von EE) • Weitere Untersuchung nötig, wie oft ID-Preise und Rückzahlung zu Verzerrungen führen • Klarstellung: ex ante oder ex post-Berechnung? • Tendenz Richtung ex-post (um Verzerrungen zu vermeiden) • Weitere Märkte mitdenken (bspw. Regelleistungsmarkt) • Längere Referenzperiode weniger problematisch (größter Unterschied stündl. / anlagenspezifisch vs. Mittelung mehrerer Anlagen) • Referenzperiode ausschlaggebend für Dispatch • Funktionieren vs. Kosten bei Regelleistung? (Transformation vs. Endzustand) •
CfD (cap & floor)	<ul style="list-style-type: none"> • Geringer Umstellungsaufwand • Geringste Zuschlagspreise? tendenziell weniger Stunden mit (ID)-Verzerrungen => Preisrisiko kritisch für Ausbau? 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringere Preisabsicherung (kaum Vorteil gegenüber gMP) und damit kein Vorteil für Kapitalkosten • Weitergabemöglichkeit niedriger Gestehungskosten eingeschränkt 	<ul style="list-style-type: none"> • Markt vs. Absicherung? • Höhere Kapitalkosten • Absicherung der Erlöse im Korridor • Teilnahme an Terminmärkten ermöglichen? • Parametrierung des Caps



	<ul style="list-style-type: none"> • Innovationsanreize (bspw. Speicher) für Optimierung innerhalb des Korridors? 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexer in der Administration als einheitlicher strike price • Höhere Herausforderung/ Komplexität der Gebotsabgabe (v.a. kleinere Akteure) • Hybrid-Modell zw. CfD und gMP • 	
Capability-based CfD	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Grad an Preisabsicherung z. B. auch für Zeiten negativer Preise • Hohes Maß an Strommarktintegration trotz Absicherung (weder Verzerrungen im DA- noch im ID-markt, Relevanz weiter zu prüfen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Führt neues Basisrisiko ein • Korrekte Erfassung der theoretischen Erzeugung nicht möglich, es bleiben Abweichungen auch bei spezifischen Methoden erhalten • Umfangreiche Umstellung notwendig • Ggfs. hoher administrativer Aufwand i. R. der Etablierung robuster Audit und Compliance Systeme für die Potenzialbestimmung und Messung • Risiko des Staats unabhängig von Produktion Förderung auszuzahlen 	<ul style="list-style-type: none"> • Wirkung auf Terminmarkt muss betrachtet werden • Komplexität des Modells ist ausschlaggebend für Akzeptanz und Partizipationsmöglichkeiten • Manipulationsmöglichkeiten bei Messung sind zu untersuchen • Bleiben Anreize für Systemdienlichkeit erhalten? (z. B. Einspeichern bei niedrigen/negativen Preisen) • Auswirkungen von Anlagenqualität auf Invest- und Produktionspotenzial • Setzt Instrument Anreize die Anlage systemoptimal auszulegen? • Praktische Relevanz der Wartungsplanung gering. Es wird nach Verfügbarkeit gewartet. • Bei stündlicher Referenz ist eine systemdienliche Auslegung nicht möglich • Einspeisepflicht bei pos. Preisen? (nicht geplant) •
Financial CfD	<ul style="list-style-type: none"> • Gute Preisabsicherung • Keine Verzerrung von Marktpreissignalen • Keine Messung not- 	<ul style="list-style-type: none"> • Größeres Basisrisiko als beim CbCfD • Umfangreiche Umstellung notwendig • Wirkung weitgehend 	<ul style="list-style-type: none"> • Physische Sicherheit als Collateral ist zu prüfen • Anreiz für Zubau an windschwachen Standorten ist abhängig von



	<p>wendig (einfachere Implementierung)</p>	<p>abhängig von der Definition der Referenz, deren Definition ggfs. technisch und politisch komplex ist.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Breite Referenz reizt weniger Standorte an, ausdifferenzierte Referenz reizt mehr Standorte und innovativere Konzepte an. • Anreiz für Zubau an windschwachen Standorten geht verloren. • Ggfs. Anwendbarkeit von Finanzregulierung, die erhebliche neue Zugangshürden insb. für kleinere Akteure bedeuten würden. • Höhere DV-Kosten können nicht ausgeglichen werden (Zahlungen müssten ggf. nachträglich angepasst werden). 	<p>Referenz</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einbeziehung Referenzertragsmodell prüfen • Auswirkungen von Kapazitätzahlungen auf Anlagendimensionierung • Referenzertragsmodell sollte so einfach wie möglich ausgestaltet sein • Auswirkungen/Steuerung durch theoretische Einnahmen bezüglich Teilnahme an verschiedenen Märkten • Wie wird Eigenverbrauch in das Modell einbezogen? • Restmengen beim Eigenverbrauch schwer planbar und somit in CfD Ausschreibungen schwer einzuschätzen
--	--	--	--

Aufgrund der knappen verbleibenden Zeit in der 3. Sitzung konnte die Befassung des zweiten Themenblocks „PPA“ nicht abgeschlossen werden. Die Diskussion von PPA soll nach der Sommerpause fortgesetzt werden und dann auch entsprechende Take-aways zu Potenzialen und Wechselwirkungen erarbeitet und festgehalten werden.



3.2.4. Vierte Sitzung der AG EE am 29. September 2023: PPA-Marktpotenzial und PPA-Absicherungsinstrumente, Interaktion zwischen PPA-Markt und CfD, Handlungsoptionen zum Umgang mit einem Mengenrisiko aufgrund von Stunden mit negativen Preisen

Ziel und Ablauf

Ziel der Sitzung am 29. September 2023 war es im ersten Teil ein gemeinsames Verständnis für die Treiber und Dämpfer des PPA-Marktes sowie dessen Potenzial zu entwickeln. Hierauf aufbauend sollte insbesondere die begrenzte Bonität potenzieller PPA-Nehmer als ein Dämpfer mit hoher Relevanz näher analysiert und Optionen für Gegenmaßnahmen wie etwa Absicherungsinstrumente, diskutiert werden. Ein weiteres Ziel war es, die Interaktion zwischen einer staatlichen Absicherung des EE-Ausbaus auf Basis von Contracts for differences (CfD) mit marktlichen Stromabnahmeverträgen (PPA) zu diskutieren. Dabei wurde auch diskutiert, inwiefern diese Interaktion im Rahmen der Ausgestaltung von staatlichen Absicherungsinstrumenten, z. B. durch Kombinationsmodelle, optimiert werden sollte. Zur Einführung in diese drei Themenbereiche erfolgten einführende Impulsvorträge durch Vertreter von Guidehouse. Im Anschluss konnten die Stakeholder in zwei Kleingruppen zu den Themen „PPA-Markt und mögliche Absicherungsinstrumente“ sowie „Varianten der Kombination von CfD und PPA“ diskutieren. Die Forschungsnehmer dokumentierten die Ergebnisse der Kleingruppendiskussionen und hielten diese in Take-aways fest. Die Take-aways (siehe unten) wurden abschließend im Plenum der AG mit allen Stakeholdern abgestimmt und finalisiert.

Im zweiten Teil der Sitzung diskutierten die Stakeholder verschiedene Handlungsoptionen, um Stunden mit negativen Preisen und dem damit verbundenen Mengenrisiko für die Anlagenbetreiber zu umgehen. Eine Vertreterin des Fraunhofer ISI stellte verschiedene Ansätze zur Abmilderung des Risikos negativer Preise vor und ging auf Vor- und Nachteile der einzelnen Ansätze ein. Anschließend stellte ein Vertreter des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) ein Mengenförderungsmodell als weiteren Lösungsansatz vor. Im Anschluss brachten sich die anwesenden Stakeholder zu den verschiedenen Modellen in einer Tour de Table ein.

Einordnung

In vorherigen Sitzungen der AG EE der PKNS wurde festgehalten, dass voraussichtlich auf absehbare Zeit eine staatliche Absicherung und mindestens in einigen Segmenten auch eine Förderung von erneuerbaren Energien weiterhin notwendig sein wird, um die ambitionierten EE-Ausbauziele zu erreichen. Das momentan noch kleine Marktsegment des ungeforderten Zubaus wird über private PPAs finanziert. Es ist daher ein politisches Ziel, auch den marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien über PPAs zu unterstützen. Hierfür ist es grundlegend zu verstehen, welche Treiber und Dämpfer für den PPA-Markt bestehen und an welchen Stellen angesetzt werden kann, um den PPA-Markt weiter zu stärken und damit den geförderten Ausbau zunehmend zu verringern. Einer der relevantesten begrenzenden Faktoren des PPA-Marktes ist das Risiko von Zahlungsausfällen der Stromabnehmer. Das sogenannte Kontrahentenrisiko erschwert den Zugang zu Fremdkapital, erhöht die Finanzierungskosten für EE-Projekte und macht diese teilweise unwirtschaftlich. Um Risiken zu begrenzen und Kapitalkosten niedrig zu halten, schließen Betreiber von EE-Anlagen PPAs in der Regel nur mit Unternehmen ab, die eine hohe Bonität vorweisen können. Der Fokus auf eine hohe Bonität der PPA-Abnehmer begrenzt das Nachfragepotenzial von PPAs stark. Der Staat könnte dem entgegenwirken, indem er Absicherungsinstrumente für PPAs anbietet, für die es auf dem freien Markt kein ausreichendes Angebot



gibt. Hierdurch würde das Risiko von PPA-Finanzierungen reduziert und die Kapitalkosten könnten gesenkt werden.

PPAs haben für den marktgetriebenen Ausbau von Erneuerbaren eine hohe Relevanz. Deshalb ist es wichtig, auch Wechselwirkungen zwischen Förderinstrumenten und dem PPA-Markt in den Blick zu nehmen. Im aktuellen System der gleitenden Marktprämie ist der Wechsel zwischen der staatlichen Förderung nach dem EEG und der PPA-Refinanzierung (im Rahmen der sog. „sonstigen Direktvermarktung“) monatlich möglich. Kurzfristige Wechsel in das PPA-Segment, wie auch im Rahmen der "sonstigen Direktvermarktung" möglich, reizen jedoch keinen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien an, sondern bieten eine Möglichkeit für Betreiber, den EE-Strom rein marktgetrieben zu veräußern. Im Gegensatz dazu können längerfristige PPAs für zusätzlichen EE-Ausbau sorgen, der nicht im Rahmen der staatlichen Förderung realisiert würde. Bei einer Absicherung des EE-Ausbaus durch einen CfD müsste diese Wechselmöglichkeit ausgeschlossen oder jedenfalls eingeschränkt werden, um zu vermeiden, dass EE-Anlagenbetreiber die Rückzahlungsverpflichtungen umgehen. Der eingeschränkte Wechsel zwischen CfD und PPA könnte daher das Segment der kurzfristigen PPAs mit EE-Anlagen einschränken, die grundsätzlich Zugang zu Förderung haben. Daher diskutieren die Stakeholder Möglichkeiten der Kombination eines CfD-Systems mit PPAs. Auch die Europäische Kommission hatte eine Option zur Kombination beider Systeme in ihrem Reformvorschlag zur Strommarkt-richtlinie angeregt.

Das Mengenrisiko durch negative Preise am Strommarkt hat insbesondere aufgrund der aktuell zunehmenden Anzahl von Stunden mit negativen Preisen an Bedeutung gewonnen. Gründe für die zunehmende Anzahl an Stunden mit negativen Preisen sind zum einen die stark anwachsenden Einspeisemengen erneuerbarer Energien, die mit hoher Gleichzeitigkeit in das Stromnetz eingespeist werden. Hinzu kommen unflexible fossile Kraftwerke und eine mangelnde Flexibilität der Nachfrage. Negative Preise reduzieren den Anreiz, Strom zu verkaufen, wodurch das Risiko steigt, dass die der Gebotskalkulation zugrunde liegenden erwarteten Einnahmen von den tatsächlichen Einnahmen über die Förderdauer von 20 Jahren verstärkt abweichen. Damit könnten negative Preise zunehmend zum Risiko für die Refinanzierung der Erneuerbaren-Projekte werden.

Inhalte der Sitzung

Die Sitzung hatte vier Themenschwerpunkte: PPA-Markt und dessen Potenziale, Absicherungsinstrumente für PPAs, Kombinationsmodelle für CfDs und PPAs und Handlungsoptionen zur Adressierung des Mengenrisikos durch negative Preise.

Die **Analyse des PPA-Marktes** erfolgte zunächst anhand einer Marktsegmentierung. Hierfür differenzierte ein Vertreter von Guidehouse in einem einleitenden Vortrag zunächst die unterschiedlichen PPA-Vertragsformen hinsichtlich ihrer Funktion und ihres Nutzens. Zu unterscheiden seien kurzfristige PPA von langfristigen PPA. Erstere dienen der Refinanzierung bzw. Renditesteigerung bestehender Anlagen (bspw. durch vorübergehendes Herauswechseln aus der Förderung bei günstigen Marktkonditionen bzw. Stromvermarktung nach Förderende), wohingegen Letztere den ungeforderten Zubau neuer EE-Anlagen ermöglichen. Hierauf aufbauend präsentierte ein Vertreter von Guidehouse die Treiber und Dämpfer für den Markt von kurz- und langfristigen PPAs. Treiber für langfristige PPAs seien etwa die Anforderungen des ungeforderten EE-Zubaus im Wind Offshore Bereich auf zentral voruntersuchten Flächen sowie die PPA-Anforderung bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff. Weitere Treiber der Nachfrage für PPAs seien weitreichendere und strengere Environmental, Social



and Governance (ESG-) Kriterien, Anforderungen aus der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) sowie Nachfrage für (regional erzeugten) grünen Strom. Starke Dämpfer für Langfrist-PPAs hingegen seien fallende Marktwerte für EE sowie eine begrenzte Kreditwürdigkeit der Abnehmer. In der Kleingruppenarbeit nach der Plenumsdiskussion ergänzten die Stakeholder die von den Forschungsnehmern identifizierten Treiber und Dämpfer sowie die Funktionen der PPA-Segmente.

Für die **Diskussion der Absicherungsinstrumente** stellte ein Vertreter von Guidehouse zunächst die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten von Absicherungsinstrumente dar. Absicherungsinstrumente könnten hinsichtlich der begünstigten Parteien, des Absicherungsgrades, der Bepreisung und der Dauer der Verfügbarkeit unterschiedlich ausgestaltet sein. Anschließend stellte ein Vertreter von Guidehouse die Wirkweise von bereits implementierten Absicherungsinstrumenten und die Vor- und Nachteile verschiedener Absicherungsinstrumente dar.

Die Stakeholder diskutierten in Kleingruppen, bei welchem Akteur eines PPA-Vertrags die Absicherungsinstrumente ansetzen sollten (Bank, EE-Produzent oder Abnehmer). Zudem diskutierten sie Zugangsvoraussetzungen für Absicherungsinstrumente. Dabei wurde auch genannt, dass bei der Definition von Absicherungsinstrumenten buchhalterische Vorgaben berücksichtigt werden sollten.

Anschließend hielt ein Vertreter von Guidehouse einen Impulsvortrag zu dem Thema „**Kombinationsmodelle für CfDs und PPAs** durch eine Betrachtung der Interaktion zwischen Fördermodellen und PPAs“. Hierbei wurden Mechanismen im aktuellen System der gleitenden Marktprämie mit einem potenziellen CfD-System verglichen. In einem CfD-System müsse der Wechsel zwischen Förderung und PPA mindestens deutlich eingeschränkt werden, sodass beide Systeme nebeneinander existieren würden. Hierdurch werde es zu einer stärkeren Segmentierung des Marktes in PPA- und CfD-finanzierte Anlagen kommen. Anlagen mit geringerer Wirtschaftlichkeit würden das CfD-System nutzen. Anlagen an guten Standorten würden sich je nach Attraktivität und Risikoaffinität für das eine oder andere System entscheiden. Die Märkte würden sich weiterhin gegenseitig beeinflussen, da sie Preissignale miteinander austauschen würden. Als Alternative zu diesem organisatorisch getrennten System stellte ein Vertreter von Guidehouse drei weitere Möglichkeiten zur direkten Kombination von CfD und PPA vor:

- **Flexible Kombination:** Die Projekte würden mit variablen Teilen ihres Projektes an der Ausschreibung teilnehmen und können somit verschiedene Erlösvarianten kombinieren. Der Zubau könne größer als die Ausschreibungsmenge sein.
- **Nachträglicher Wechsel:** Bieter würden die Option haben, einen bestimmten Teil ihres CfDs durch PPA-Vermarktung zu ersetzen.
- **HKN trotz Förderung:** Projekte würden die Möglichkeit erhalten, ihren geförderten Strom über PPA mit HKN zu vermarkten.

Die Stakeholder diskutierten die Varianten anschließend hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile. Dabei ergänzten die Stakeholder die bisherigen Überlegungen.

Als Grundlage für die **Diskussion zu Stunden mit negativen Preisen** beschrieb eine Vertreterin des Fraunhofer ISI zunächst die Gründe für deren Auftreten und präsentierte die Konsequenzen und Herausforderungen für die Anlagenbetreiber im aktuellen Fördersystem. Als denkbare Alternativen für das aktuelle System der Zeitförderung mit Nachholen „ausgefallener“ Stunden am Ende der Förderperiode stellte sie folgende Handlungsoptionen vor:

- Zeitförderung mit Nachholoption produktiver Stunden
- Zeitförderung mit Entschädigung



- Mengenförderung
- Integration von (Batterie-) Speichern

Abgesehen von der Integration von (Batterie-) Speichern diskutierten die Stakeholder alle Varianten hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile. Die Batteriespeicher wurden nicht diskutiert, da bei deren Nutzung eine Optimierung auf Anlagenebene und nicht auf Systemebene erfolgt. Abschließend diskutierten die Stakeholder auch produktionsunabhängige Fördersysteme (Capability-based CfD und Financial CfD).

Diskussion in der AG

In der Diskussion zu PPAs, Absicherungsinstrumenten und Kombinationsmodellen stimmten die Stakeholder den präsentierten Treibern und Hindernisse zu und identifizierten weitere Treiber (mögliche Corporate-Social-Responsibility-Anforderungen der Unternehmen, Interesse an regionaler Stromversorgung und positive Technologieentwicklung). Die Stakeholder brachten zudem weitere Dämpfer in die Diskussion mit ein (Rolle der Energieversorgungsunternehmen (EVU) bei PPA-Abschluss, mangelnde Transparenz des PPA-Marktes und Kostensteigerungen).

Mit Blick auf Absicherungsinstrumente brachten die Stakeholder ein, dass diese sowohl auf Abnehmer- als auch auf Erzeugerseite sinnvoll sein könnten. Zudem wurde angemerkt, dass hierbei kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) und Pooling-Konzepte berücksichtigt werden sollten.

Zum Thema der Kombinationsmodelle hielten die Stakeholder fest, dass eine relevante Frage sei, welche Anteile von geförderten und ungeförderten PPA-Anlagen das volkswirtschaftliche Optimum darstellten. Zudem argumentierten sie, dass die Marktsegmente „kommunizierende Röhren“ darstellten, da gegenseitige Preissignale erzeugt würden. Des Weiteren hielten einige Stakeholder fest, dass je nach Akteur (große vs. kleine Akteure) unterschiedliche Präferenzen und Fähigkeiten existierten, um sich in den PPA-Markt einzubringen. Weitere Punkte aus der Diskussion können den Takeaways (s. u.) entnommen werden.

Zum Thema Handlungsoptionen zur Adressierung des Mengenrisikos durch negative Preise diskutierten die Stakeholder zunächst die Frage, weswegen negative Preise ein Problem für EE-Anlagenbetreiber darstellen. Anlagenbetreiber könnten negative Preise in ihren Geboten der EE-Ausschreibungen berücksichtigen. Jedoch könnten sie die Menge an Flexibilität im Stromsystem nicht gut abschätzen, die ein wesentlicher Einflussfaktor für die Menge an negativen Preisen sei. Die Teilnehmenden kommentierten zudem, dass die Gründe für das Auftreten negativer Preise identifiziert seien. Es sei aber unklar, wie hoch die Auswirkungen der Einzelfaktoren seien. Ferner stellten die Stakeholder fest, dass unklar sei, wie genau sich das Bieterverhalten darstelle. Es bestünden zudem noch offene Fragen zur detaillierten Ausgestaltung der Ansätze zum Umgang mit negativen Preisen. Es wurde diskutiert, ob Leistung oder die Einspeisemenge ausgeschrieben werden sollte. Einige Stakeholder sprachen sich für eine Mengenförderung aus, um EE-Anlagen von dem Mengenrisiko zu befreien, dass durch eine ungewisse Anzahl von Stunden mit negativen Preisen im Förderzeitraum entstünde. Insbesondere bei der Projektfinanzierung seien negative Preise schwierig zu kalkulieren. Darüber hinaus gab es mehrere Stimmen, die sich kritisch gegenüber der Zeitförderung mit Entschädigung aussprachen, welche derzeit in Frankreich implementiert sei. Es gab unterschiedliche Rückmeldungen zum Modell, das ein Vertreter des BEE vorgestellt hat. Einerseits hinterfragten einige Teilnehmende den Nutzen des Modells, da die Marktakteure es bisher verstanden haben, mit dem Risiko negativer Preise umzugehen. Sie sprachen zudem Herausforderungen bei der Parametrierung an. Zudem sei die Thematik aufgrund der durch § 51a Erneuerbare-Energien-Gesetz eröffneten Möglichkeit zur



Nachholung von Stunden bereits grundsätzlich gesetzlich adressiert. Andererseits sprachen sich mehrere Akteure für das Modell aus, da es aus ihrer Sicht Anlagenbetreiber unterstütze und einfacher umzusetzen sei als andere Modelle. Die Stakeholder diskutierten zudem weitere Aspekte, wie die administrative Umsetzung der verschiedenen Modelle.

Take-aways der Sitzung

Treiber und Dämpfer PPAs

- Den in den Vorträgen identifizierten Treibern und Dämpfern wurde größtenteils zugestimmt.
- Weitere wichtige Treiber für Langfrist-PPAs sind
 - die CSR-Anforderungen der Unternehmen (zentraler Treiber) das Interesse an regionaler Stromversorgung
 - positive Technologieentwicklung, z.B. die fallenden Kosten von Batteriespeichern
- Folgende Dämpfer wurden sowohl für Lang- als auch für Kurzfrist-PPAs identifiziert:
 - EVUs müssen den PPA-Nehmern den Abschluss eines PPAs in ihrem Bilanzkreis nicht ermöglichen. Mehr Information und Weiterbildung, insbesondere für Abnehmer und kleinere EVU, könnte zu größerer Bereitschaft führen, PPAs zuzulassen.
 - Es gibt eine geringe Transparenz über Größe, Struktur und Preise des PPA-Marktes. Hier könnte eine PPA-Transparenzplattform Abhilfe schaffen
 - Ressourcen-Engpässe und Kostensteigerungen durch Marktinterventionen (z.B. Strafzölle, Einfuhrbeschränken) reduzieren die Attraktivität von PPA. Der PPA-Markt leidet stärker als das geförderte Segment, weil Kostensteigerungen nicht ausgeglichen werden können.

Absicherungsinstrumente

- Zu Absicherungsinstrumenten für PPAs wurden folgende Aussagen festgehalten:
 - PPA-Absicherungsinstrumente können sowohl auf Abnehmer- als auch auf Erzeugerseite sinnvoll sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Kreditgeber die risikoaversste Gruppe sind.
 - Bei der Gestaltung der Absicherungsinstrumente sollten Möglichkeiten auch für KMU geschaffen werden, eine Absicherung in Anspruch zu nehmen. Des Weiteren sollten Pooling-Konzepte für Abnehmer in Betracht gezogen werden.
 - Weiterhin sollten die Instrumente so ausgestaltet sein, dass die Bilanzeffekte bei PPA-Nehmern (IFRS-Accounting) reduziert werden.

Kombinationsmodelle

Zentrale Vorfragen: Was ist das volkswirtschaftliche Optimum? Ist das Ziel, stärker auf PPA oder auf CfD zu gehen?

- Gefördertes und marktliches Segment stellen kommunizierende Röhren dar. Dabei ist die CfD-Ausgestaltung Produkt einen politischen Aushandlungsprozesses, die PPA-Ausgestaltung kommt stärker aus dem Markt heraus
- Segmentierung bietet zwar Potenzial zur Stärkung des langfristigen PPA-Marktes, spielt jedoch eine eher untergeordnete Rolle.
- Diverse Einflussfaktoren sind für Kommunikation zwischen den Röhren relevant: Anreizwirkung, Ausgestaltung des CfD-Instrumentes (Menge in Ausschreibung), Ausschreibungssituation (Über- und Unterzeichnung), Doppelvermarktungsverbot, Existenz/Ausgestaltung der PPA-Absicherungsinstrumente, Hochpreis-, Niedrigpreiszeiten, subventionierter Industriestrompreis (je nach Ausgestaltung).



- Es bestehen je nach Akteur (große vs. kleine Akteure) unterschiedliche Präferenzen und Fähigkeiten,
- Es kann zu Verteilungskonflikten zwischen Segmenten und Akteuren kommen (Flächenverfügbarkeit in Abhängigkeit der Technologie, relevant bei Wind, weniger für PV). Einige Akteure hielten das Problem aufgrund der hohen Ambitionen für weniger relevant.
- Erste und zweite Option im Prinzip ähnlich und aktuell gängige Praxis (Teilnahme an Ausschreibungen mit PPA-Anteilen). Bei PV bereits besonders flexibel.
- Zeitlicher Ablauf: Die Kombination kann seriell oder parallel erfolgen. Bei serieller Kombination stellt sich die Frage nach der Reihenfolge. Benötigt der Markt eher eine Absicherung zu Beginn oder gegen Ende der Anlagenlaufzeit?
- Bei der Frage nach dem Zulassen von Wechselmöglichkeiten gab es unterschiedliche Ansichten in der Gruppe mit den folgenden Argumenten:
 - einige Teilnehmer sprachen sich grundsätzlich gegen Wechselmöglichkeiten aus,
 - andere waren der Meinung, dass häufige Wechsel vermieden werden sollten (Risiko Akzeptanzverlust und Mitnahmeeffekte),
 - wieder andere sahen darin eine zusätzliche Möglichkeit zur Risikoabsicherung. Die Ausgestaltung der Wechselmöglichkeiten hat Auswirkungen auf die verbleibenden PPA-Segmente.
- CfDs können so ausgestaltet werden, dass sie Kombinationen mit Kurzfrist-PPA ermöglichen (z. Bsp. Ausschreibung und CfD beginnt später). Zudem sind Wechselwirkung mit Terminmärkten wichtig, die berücksichtigt werden müssen (z. Bsp. jährliche Referenzperiode lässt unterjährige Absicherung zu).
- Die Interaktion mit der Nachfrage und deren Förderung muss berücksichtigt werden (z. Bsp. Elektrolyseur)
- Es ist zu beachten, wie die Nachfrage in der Industrie für Grünstrom gedeckt wird (HKN, Doppelvermarktungsverbot, Transformationsstrompreis, etc.)



3.3. Sitzungen der Arbeitsgruppe 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitäts- optionen

3.3.1. Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan

Ziel und Ablauf

Ziel der AG-Sitzung war es, den Arbeitsplan für die AG Flex und die AG Lokale Signale mit den Stakeholdern gemeinsam zu entwickeln. Beide AGs befassen sich mit der Erschließung und Einbindung von Flexibilitätsoptionen. Daher sollte mit den Stakeholdern ein gemeinsames Verständnis für die Schwerpunkte der jeweiligen AGs geschaffen werden, auch um diese besser abzugrenzen.

Die Basis bildeten Vorträge aus dem Kreis des Forschungskonsortiums zu den Themen lokale Preissignale und Flexibilität von Neon, Kategorisierung von Flexibilität und Flexibilitätshemmnisse von Guidehouse. Außerdem referierten Vertreter von 50Hertz, dem Regulatory Assistance Project sowie der EPEX Spot zum Heben von Flexibilitätspotenzialen über Märkte.

Einordnung

Ein ausreichend flexibles Stromsystem ist von zentraler Bedeutung für die Umsetzung der Energiewende. Der Begriff „Flexibilität“ ist dabei sehr weitreichend. Im Kern geht es um den Ausgleich von Erzeugung und Angebot zu jedem Zeitpunkt. Flexibilitätsoptionen bringen dazu Erzeugung und Verbrauch sicher, kosteneffizient und umweltverträglich in Einklang. Sehr viele und verschiedene Technologien gelten als Flexibilitätsoptionen: Dies sind u. a. flexible Kraftwerke, Speicher, flexible Nachfrage und leistungsfähige Stromnetze. Gerade auf Nachfrageseite bestehen für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen im derzeitigen Strommarktdesign noch eine Reihe von Hemmnissen. Schwerpunkt der AG Flex liegt daher auf der Flexibilitätsbereitstellung durch nachfrageseitige Flexibilität und Speicher.

Flexibilität schafft einen Ausgleich von Nachfrage und Angebot über die Zeit. Daneben spielt es jedoch auch eine Rolle, an welchem Ort in Deutschland Flexibilität erbracht wird. Das Laden eines Stromspeichers im Süden Deutschlands in windstarken Zeiten schafft zusätzlichen Transportbedarf über die Stromnetze. Netzengpässe können die Folge sein. Der Ausbau der Stromnetze ist daher unerlässlich, um zeitliche und räumliche Flexibilität zu schaffen. Zusätzlich gibt es verschiedene Instrumente, um den Akteuren im Stromsystem die Knappheit von Übertragungs- und Verteilnetzen zu signalisieren. Dazu gehören beispielsweise lokal differenzierte Strommarktpreise oder Netzentgelte. Die Akteure könnten dann Netzrestriktionen in ihre Entscheidungen zum kurzfristigen Einsatz ihrer Anlagen und langfristig in ihre Investitionen miteinbeziehen. Im derzeitigen Strommarktdesign sind solche lokalen Signale kaum vorhanden. Schwerpunkt der AG Lokale Signale liegt daher auf der Frage, ob und unter welchen Bedingungen lokale Signale sinnvoll und notwendig im Strommarktdesign der Zukunft sind.

Inhalte der Sitzung

Zum Start der Sitzung wurde von Neon und Consentec aus dem Kreis des Forschungskonsortiums das **Inputpapier „Flexibilität und Lokale Preissignale – eine wissenschaftliche Übersicht“** vorgestellt (Neon & Consentec, 2023a). In dem Papier ist dargelegt, dass jeder Strommarkt immer auch gleichzeitig ein Markt für Energie und Flexibilität sei. Denn jeder Strommarkt, ob Spot -oder Regelenenergie,



bringe Angebot und Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem bestimmten geografischen Gebiet zusammen. Hemmnisse für die Erbringung von Flexibilität entstünden immer dann, wenn Preissignale fehlen, verzerrt oder nicht sichtbar für Akteure seien. Daneben ging der Vortrag auf die Rolle von lokalen Signalen im Strommarkt ein. Verschiedene Mechanismen seien denkbar, um Knappheiten im Übertragungs- und Verteilnetz abzubilden. Solche lokalen Signale im Strommarkt könnten aus dem Großhandelsmarkt selbst erwachsen (Gebotszonenteilung, Nodal Pricing) oder durch Zusatzinstrumente (Fördersystem, Kapazitätsmarkt, Netzentgelte). Eine Überlagerung von „netzbezogenen“ Signalen und „marktbezogene“ Signalen aus dem gebotszonenweiten Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage sei gemäß dem Vortrag im Allgemeinen sinnvoll und kein Widerspruch.

Im Anschluss stellte Guidehouse das **Inputpapier „Überblick zu nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie Flexibilitätshemmnissen“** (Guidehouse & Öko-Institut, 2023) vor. Entsprechend des Schwerpunktes der AG Flex legt das Inputpapier den Fokus auf Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite und Speicher. Es stellt dar, dass nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und Speicher ein weites Feld aufspannen, die von großen industriellen Lasten, über Pumpspeicher bis zu einzelnen Haushaltsanwendungen reichen. Ebenso vielfältig seien die Herausforderung zur Erschließung dieser Flexibilitätspotenziale. Daher nimmt das Papier eine Übersicht und Kategorisierung der Flexibilitätsoptionen vor (Abbildung 3). Der Kategorisierung lägen die technischen Eigenschaften der verschiedenen Technologien oder Industriezweige zu Grunde.

Kategorien der Flexibilitätsoptionen	Industriezweige/ Technologien	Flexibilitätszeitraum			Einsatzmöglichkeiten aus Systemperspektive		
		Minuten	Stunden	Tage	Märkte für Bilanzausgleich (Spotmarkt, Regelleistung)	Netzentlastung (UN-Netz)	Netzentlastung (VN-Netz)
Industrielle Flexibilität – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch (hauptsächlich positives Flexibilitätspotenzial)	Eisen, Stahl	✓			Wird bereits teilweise genutzt	Nur im Rahmen von Notfallmaßnahmen nutzbar	Kein Einsatz auf NS-Ebene möglich
	NE-Metalle	✓					
	Zement	✓	(✓)	(✓)			
	Glas	(✓)					
	Grundstoffchemie	✓	✓	(✓)			
	Papier	✓	✓				
	Nahrungsmittel, Automobil	✓					
	Querschnittstechnologien (QST)	(✓)	(✓)				
	Großwärmepumpen	(✓)	(✓)				
Elektrolyseure*	(✓)	✓					
Großskalige Speicher – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch	Großbatterien	✓	(✓)		Wird standardmäßig genutzt		Kein Einsatz auf NS-Ebene möglich
	Pumpspeicher	✓	✓				
Kleinskalige Flexibilität – Schaltbare Leistung je Standort: niedrig – Spez. Erschließungsaufwand: hoch (Stand heute) – Verfügbarkeit: tlw. witterungsabhängig (bspw. Wärmepumpen)	QST (kleine, mittlere Gewerbe)	(✓)	(✓)		Nur für Regelleistung		Wird im Einzelfall genutzt
	Elektroautos	✓	(✓)				
	Wärmepumpen	✓	(✓)				
	Heimspeicher	✓	(✓)				

*Die Möglichkeit einen Elektrolyseur flexibel zu betreiben ist abhängig vom Betriebsmodus, der Integration in das Stromsystem und das Wasserstoffsystem (Speicher, Pipelinekapazität).

✓ geeignet (✓) bedingt geeignet
 leeres Feld = ungeeignet ■ Standardmäßig genutzt ■ Teilweise genutzt □ Noch nicht genutzt ■ Kein Einsatz möglich

Abbildung 3: Schematische Einordnung von nachfrageseitiger Flexibilität und Speicher nach ihrem möglichen Abrufzeitraum und derzeitigen Einsatzmöglichkeiten

Daneben stellt Abbildung 4 dar, dass die Flexibilitätsoptionen über verschiedene Mechanismen und Märkte systembilanz- und/oder netzdienlich eingesetzt würden. Derzeit würden sie jedoch sehr unterschiedlich genutzt. Grund dafür seien verschiedene technische, regulatorische und (sozio-)ökonomische Hemmnisse. Abbildung 4 zeigt eine Zuordnung zentraler Hemmnisse zu den Kategorien der Flexibilitätsoptionen.



Kategorien der Flexibilitätsoptionen	Industriezweige/Technologien	Technische Hemmnisse	Regulatorische Hemmnisse	(Sozio-)ökonom. Hemmnisse
Industrielle Flexibilität – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch (hauptsächlich positives Flexibilitätspotenzial)	Eisen, Stahl NE-Metalle Zement Glas Grundstoffchemie Papier Nahrungsmittel, Automobil Querschnittstechnologien (QST) Großwärmepumpen Elektrolyseure*	– Produktqualität – Folgeprozesse – Organisatorische Hemmnisse	– Marktzugangsbarrieren – Fehlanreize	– Investitionskosten – (Informationsmängel) – Unsicherheit – Effizienzverluste
Großskalige Speicher – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch	Großbatterien Pumpspeicher		Weitgehend adressiert	
Kleinskalige Flexibilität – Schaltbare Leistung je Standort: niedrig – Spez. Erschließungsaufwand: hoch (Stand heute) – Verfügbarkeit: tlw. witterungsabhängig (bspw. Wärmepumpen)	QST (kleine, mittlere Gewerbe) Elektroautos Wärmepumpen Heimspeicher	– Digitale Messinfrastruktur	– Marktzugangsbarrieren – Fehlanreize – Strompreissignale	– Investitionskosten – Informationsmängel – Datenschutz – Unsicherheit

*Die Möglichkeit einen Elektrolyseur flexibel zu betreiben ist abhängig vom Betriebsmodus, der Integration in das Stromsystem und das Wasserstoffsystem (Speicher, Pipelinekapazität).

Abbildung 4: Zuordnung von Hemmnissen zu Flexibilitätskategorien

Es wurden aus dem Stakeholderkreis drei Impulse zu unterschiedlichen Flexibilitätshemmnissen vorgestellt:

- Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz stellte den **Beitrag der Übertragungsnetzbetreiber** vor. Darin wurde ein Überblick über verschiedene Hemmnisse aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber gegeben. Diese reichten von fehlenden wirtschaftlichen Anreizen für Flexibilitätsanbieter bis hin zu der notwendigen und aktuell noch fehlenden digitalen Infrastruktur und Kommunikationsstruktur.
- Der Beitrag von Seiten des Regulatory Assistance Projects adressierte die **Netzentgeltsystematik**. Hierbei standen der fehlende Flexibilisierungsanreiz durch die Leistungspreise, die regionale Verteilung sowie fehlende zeitliche Komponenten (variable Netzentgelte) im Vordergrund.
- Der Beitrag der EPEX Spot thematisierte im Vortrag die **regulatorischen Rahmenbedingungen**. Der Fokus lag auf fehlenden Rahmenbedingungen für Märkte für netzdienliche Flexibilität.

Diskussion in der AG

Im Hinblick auf die vorgestellte Kategorisierung der Flexibilitätsoptionen wurde in der Diskussion angemerkt, dass weitere Kriterien zur Beschreibung von Flexibilität wichtig sind. Vorgeschlagen wurde insbesondere die Vorlaufzeit eines Flexibilitätsabrufs und der Zusammenhang zwischen Flexibilitätspotenzial, Abrufdauer und Vorlaufzeit. Gleichfalls merkten Teilnehmende an, dass die Potenziale der verschiedenen Flexibilitätsoptionen in die Übersicht aufgenommen werden sollten. Dieser Impuls wurde für die weitere Arbeit aufgenommen.

Auch die vorgestellten Flexibilitätshemmnisse wurden durch die Teilnehmenden diskutiert und ergänzt. So wurde angemerkt, dass für einzelne Systemdienstleistungen noch keine Märkte vorhanden sind, auf denen Flexibilitätsoptionen ihre Flexibilität vermarkten könnten (z.B. Vermarktung von Blindleistung). Darüber hinaus wurde die Wechselwirkung von Effizienz und Flexibilität und die Komplexität der Marktkommunikation als Hemmnisse ergänzt. In Bezug auf Flexibilitätsoptionen in privaten Haushalten wurde der Rollout von Smart Metern und Automatisierung als Voraussetzung für die Flexibilisierung benannt. Weitere Diskussionspunkte führten von den Flexibilitätshemmnissen weg



und adressierten unter anderem die Notwendigkeit zur Einführung von Märkten für Systemdienstleistungen und den Einfluss kleinskaliger Flexibilitätsoptionen auf dem Großhandelsmarkt.

Die Teilnehmenden sammelten und diskutierten außerdem die Schwerpunktthemen der beiden AGs. Dabei entstand ein relativ klares Bild, dass der Strukturierung der folgenden Sitzungen zugrunde gelegt wurde (siehe Abbildung 5).



Abbildung 5: Themenumfrage AG Flex und AG Lokale Signale: „Welche Schwerpunktthemen sollten aus Ihrer Sicht unbedingt in den AGs Flex und Lokale Signale besprochen werden?“

Take-aways der Sitzung

Take-aways – Markt und Netz

- Jeder Strommarkt ist inhärent auch immer ein Markt für Flexibilität.
- Der Strommarkt sollte gleichzeitig Kosten und Knappheiten von Erzeugung und Flexibilität abbilden. Die Realität des Netzes sollte ebenfalls stärker in lokalen Signalen abgebildet werden, wobei der Umfang zu diskutieren ist.
- Lokale Preissignale können prinzipiell aus dem Strommarkt selbst erwachsen oder durch Zusatzinstrumente.
- Überlagerung von Markt- und Netzsignal ist für effiziente Entscheidungen (sowohl hinsichtlich Betrieb als auch Investitionen) im Allgemeinen möglich. Fehlanreize sollten vermieden werden.
- Flexibilität hat viele Dimensionen. Für PKNS wird festgehalten, dass sich die AG Flex in der Diskussion besonders auf die zeitliche Dimension und nachfrageseitige Technologien bzw. Speicher konzentriert. Die AG Lokale Signale wird die räumliche Dimension thematisieren, auch, aber nicht nur für Flexibilität.
- Flexibilität umfasst eine Vielzahl unterschiedlicher, spezifischer Flexibilitätsbedarfe.

Take-aways – Kategorisierung von Flexibilitätsoptionen

- Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und Speicher können entlang verschiedener Dimensionen strukturiert werden. Relevante Dimensionen sind insbesondere der Abrufzeitraum, die Vorlaufzeit der Flexerbringung und die Spannungsebene. Die Charakteristika des Abrufs (Zeitraum, Leistung) wirken sich auf die verfügbaren Flexpotenziale aus.
- Die Eigenschaften nachfrageseitiger Flexibilität und Speicher sind sehr heterogen. Grob



können die Kategorien kleinskalige Flexibilität (inkl. kleinskalige Batteriespeicher), industrielle Flexibilität und groß-skalige Speicher unterschieden werden.

- Flexoptionen können prinzipiell marktdienlich sowie netzdienlich im VN und ÜN eingesetzt werden. Die derzeitigen Nutzungsmöglichkeiten der verschiedenen Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich aufgrund unterschiedlicher Eigenschaften und Hemmnissen.

Take-aways – Flexibilitätshemmnisse

- Flexibilitätshemmnisse haben einen sehr unterschiedlichen Charakter: Sie adressieren entweder bestehende Barrieren oder aber das Fehlen bestimmter Instrumente oder Mechanismen
 - Kleinskalige Flexibilität wird zukünftig eine größere Rolle als heute einnehmen. Hemmnisabbau und Flexibilisierung muss Komfortverlust für Verbraucherinnen und Verbraucher berücksichtigen.
 - Zu berücksichtigende Hemmnisse sind u.a. Marktzugang, Auswirkungen von Netzentgelten, Sichtbarkeit von Strompreissignalen für Endverbraucherinnen und -verbraucher und techno-ökonomische Barrieren in der Industrie.
 - Neben Hemmnissen spielen regulatorische Wechselwirkungen eine Rolle, bspw. Effizienzvorgaben gegenüber Flexibilität.
- Ein gemeinsames Grundverständnis für die Möglichkeiten und Wirkungen der Preisreaktion ist notwendig.
- Neben dem Abbau von Hemmnissen spielt die Wirtschaftlichkeit eine große Rolle für die Bereitstellung von Flexibilität.

Take-aways – Themensammlung und Arbeitsplan

Zum Thema Arbeitsplan gab es viele Anregungen, Vorschläge und Hinweise aus dem Teilnehmendenkreis. Im Nachgang werden diese in einen strukturierten Arbeitsplan für den weiteren Prozess überführt. Angesprochene Überschneidungen mit den anderen AGs werden geeignet adressiert.

3.3.2. Erste Sitzung der AG Flex am 1. Juni 2023: Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis

Ziel und Ablauf

Das Ziel der AG-Sitzung war Flexibilitätshemmnisse, die sich aus der Netzentgeltsystematik ergeben, zu identifizieren und Vorschläge zum Abbau dieser Hemmnisse zu diskutieren.

Dazu wurde zunächst die gegenüber der gemeinsamen Sitzung aktualisierte Übersicht von Flexibilitätspotenzialen besprochen (Vortrag von Guidehouse). Es folgte ein Vortrag zum europarechtlichen Rahmen der Ausgestaltung der Netzentgelte (Stiftung Umweltenergie recht), Flexibilitätshemmnissen aus der Netzentgeltstruktur (Guidehouse) sowie durch individuelle Netzentgelte (Prof. Dr. Martin Weibelzahl/Hochschule Augsburg, BMBF-Projekt Synergie) und Reformoptionen der Netzentgeltstruktur (Guidehouse).

Einordnung

Neue nachfrageseitige Technologien wie Wärmepumpen und Elektromobile, aber auch industrielle Anwendungen, bergen zukünftig erhebliche Flexibilitätspotenziale. Um diese Potenziale zu heben sind Investitionen und Einsatzentscheidungen erforderlich, die sich an betriebswirtschaftlichen Erlösen orientieren. Die Erlöse sind stark von Strompreisen abhängig, die wiederum Netzentgelte beinhalten.



Die Netzentgeltstruktur, also die Höhe und Zusammensetzung der Netzentgeltkomponenten, führt derzeit zu wirtschaftlichen Fehlanreizen. Diese hemmen die Investition in neue Flexibilitätsoptionen und erschweren den flexiblen Einsatz bestehender Anlagen. Für industriellen Verbrauch gelten Sonderregelungen, so dass diese über individuelle Netzentgelte von verringerten Netzentgelten profitieren können. Auch die Kriterien für individuelle Netzentgelte führen zu Fehlanreizen und verhindern Flexibilisierung. Dieses Hemmnis wurde durch einen Beschluss der Bundesnetzagentur (BK4-22-089) aus dem Februar 2023 adressiert, der als Krisenmaßnahme bis Ende 2024 (mit Verlängerungsoption) befristet ist.

Inhalte der Sitzung

Der erste Input von der Stiftung Umweltenergierecht stellte den **Rechtsrahmen für Netzentgelte** dar. Der europäische und deutsche Rahmen für die Ausgestaltung der Netzentgelte wurde durch ein Urteil des Europäischen Gerichtshof (EuGH) vom September 2021 klargestellt: Die Bundesnetzagentur müsse bei der Ausgestaltung der Netzentgelte unabhängig agieren. Die Behörde sei ausschließlich an die Vorgaben des Europarechts gebunden, welches Prinzipien für die Ausgestaltung der Netzentgelte vorgibt. Die europarechtlichen Prinzipien der Netzentgeltregulierung seien Kostenorientierung sowie die effizienzsteigernde und transparente Ausgestaltung der Netzentgelte. Netzentgelte könnten unter Abwägung der verschiedenen Prinzipien und Zielsetzungen ausgestaltet werden.

Der Input von Guidehouse zeigte auf, dass die derzeitige **Netzentgeltstruktur** zu vielfältigen **Flexibilitätshemmnissen** führt. Die Netzentgeltstruktur beschreibt die Zusammensetzung der Netzentgelte aus Arbeits- und Leistungspreisen sowie weiteren Komponenten. So bestünde ein erhöhter Anreiz zum Eigenverbrauch, wenn Netzentgelte auf den Arbeitspreis bezogen seien. Leistungspreise wiederum würden einen möglichst gleichmäßigen Verbrauch anreizen.

Der Beitrag von Prof. Dr. Weibelzahl (BMBF-Projekt Synergie) adressierte **individuelle Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis**: Diese führten bspw. durch Vorgabe der jährlichen Netznutzungsdauer zu einer erheblichen Einschränkung des Flexibilitätseinsatzes. Dabei gelte: Je höher und gleichmäßiger der Verbrauch durch (industrielle) Verbraucher sei, desto niedriger sei das Netzentgelt. Demnach sei eine Novellierung der individuellen Entgelte notwendig. Der Beschluss der Bundesnetzagentur (BK4-22-089) sei ein erster Schritt.

Von Guidehouse wurde zuletzt die **Einführung neuer Entgeltkomponenten** wie Grundpreise (Preis je Anschluss) und Kapazitätspreise (Preis für die Netzanschlusskapazität) - bei gleichzeitigem Absenken der Arbeits- und Leistungspreise - vorgestellt.

Diskussion in der AG

Diskussion zur Übersicht zu Flexibilitätspotenzialen

Die Stakeholder stellten gezielte Rückfragen zur Definition der Flex-Potenziale, zur angenommenen Abrufdauer und Vorlaufzeit sowie zur Höhe und zum langfristigen Zeithorizont der gezeigten Flex-Potenziale. Zudem wurde hingewiesen, dass sich die Höhe der Potenziale bei veränderten Annahmen deutlich ändern würde.

Diskussion zu den Grundsätzen der Netzentgeltssystematik

Hier diskutierten die Stakeholder das Thema Verteilungsgerechtigkeit und mögliche Gewinner und Verlierer bei einer Netzentgeltreform. Dabei wurde deutlich, dass der politische Handlungsspielraum



durch das EuGH-Urteil zur Unabhängigkeit der BNetzA deutlich verringert wird. Die neue Rolle der BNetzA könne aber auch eine Chance sein, um eine Reform der Netzentgeltstruktur anzugehen.

Einige Stakeholder gaben Hinweise zur fehlenden Mengensteuerung beim Flexibilitätseinsatz und wiesen auf ein mögliches „Überschwingen“ bei einer durch Preissignale angereizten Laständerung hin. Weitere Stakeholder beschrieben einen Zielkonflikt zwischen Energieeffizienzanforderungen und Flexibilisierung.

Diskussion zu individuellen Netzentgelten

In zwei Kleingruppen wurden verschiedene Stellschrauben zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen bei individuellen Netzentgelten für atypische Netznutzer⁵ und für energieintensive Netznutzer⁶ diskutiert. Mehrfach genannt wurde die Notwendigkeit einer dynamischen Definition der Hochlastzeitfenster für atypische Netznutzer sowie die Dynamisierung der Netznutzungsentgelte für die stromintensive Industrie. Die Dynamisierung könne sich z. B. an der EE-Einspeisung orientieren. Ebenfalls mehrfach thematisiert wurde die Abschaffung bzw. Überarbeitung der Schwellwerte für die stromintensive Industrie als Voraussetzung für die Netzentgeltprivilegierung (mind. 10 GWh Stromnachfrage, mind. 7.000 Volllaststunden). Diese wirke als Hemmnis zur Flexibilisierung der Stromnachfrage. Ein Beitrag hob hervor, dass langfristige Planungszeiträume wichtig für Investitionsentscheidungen zur Flexibilisierung der Nachfrage sind.

Diskussion zu einer Reform der Netzentgeltstruktur

Die Stakeholder diskutierten den Abbau von Flexibilitätshemmnissen sowie mögliche Wechselwirkungen und Fehlanreize, die durch mögliche neue Komponenten wie Grundpreis oder Kapazitätspreis als Ergänzung zu Leistungspreis und Arbeitspreis auftreten könnten. Darüber hinaus wurden verschiedene Möglichkeiten diskutiert, wie Grundpreis und Kapazitätspreise ausgestaltet werden könnten. Ein Stakeholder betonte, dass individuelle Netzentgelte für industrielle Großverbraucher unabdingbar seien und die Bereitstellung von Flexibilität freiwillig bleiben müsse. Die regionale Verteilung der Netzkosten auf die Endkundinnen und Endkunden war ebenfalls Thema. Vor dem Hintergrund des zunehmenden Eigenverbrauchs und des regional unterschiedlichen EE-Ausbaus müsste über eine angepasste regionale Verteilung bzw. Umlage der Netzkosten nachgedacht werden.

Abschließend wurde die Notwendigkeit einer gemeinsamen Zieldefinition betont, an der sich die zukünftige Netzentgeltssystematik ausrichten könne. Diese sollte die Optimierung des Gesamtsystems unterstützen (inkl. einem möglichst effizienten Netzbetrieb) und wenig Ausnahmeregelungen benötigen.

⁵ § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

⁶ § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV



Take-aways der Sitzung

Grundsätze der Netzentgeltsystematik

- Es gibt vielfältige Zielstellungen, an denen die Netzentgeltsystematik ausgerichtet werden kann. Nicht alle Ziele können gleichzeitig erfüllt werden. Es bestehen Trade-offs.
- Netzkosten sollten zukünftig die Anreizwirkung für Flexibilität einen höheren Stellenwert bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik einnehmen.
- Die Netzentgeltsystematik ist komplex und nicht auf die Anforderungen der Energiewende ausgelegt. Insbesondere nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und Speichern sind durch die bestehende Netzentgeltstruktur systematisch Fehlanreize ausgesetzt.
- Die heutigen und zukünftigen (an das klimaneutrale Stromsystem) Anforderungen an Netzentgelte unterscheiden sich deutlich von den Anforderungen zur Zeit der Ausgestaltung der heutigen Systematik. Eine Reform der Netzentgelte muss auch den zukünftigen Anforderungen gerecht werden.
- Die Diskussion um zukünftige Netzentgelte kann jedoch nicht losgelöst von der heutigen Netzentgeltsystematik geführt werden. Schließlich führen Anpassungen der heutigen Systematik zu Umverteilungseffekten und müssen ggf. durch (politische) Maßnahmen begleitet werden.
- Der legislative Rahmen/Grundsätze der Netzentgeltsystematik wird nun alleinig über die europäische Ebene aufgespannt. Dieser lässt einen Spielraum für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik. Eine Anpassung des legislativen Rahmens kann nur über Reformprozesse auf europäischer Ebene erreicht werden.

Individuelle Netzentgelte

- Über die Entlastung der betroffenen Netznutzenden hinaus haben individuelle Netzentgelte und die aus ihnen resultierenden (Fehl-) Anreize eine hohe praktische Relevanz (höhere Stromkosten, höhere Emissionen).
- Anpassungen bei individuelle Netzentgelten müssen so ausgestaltet sein, dass sie auch die Planungshorizonte der betroffenen Unternehmen berücksichtigen.
- Die Festlegung der Bundesnetzagentur (BK4-22-089) zu individuellen Netzentgelten adressiert wichtige Flexibilitätshemmnisse. Die Anpassungen sollten verstetigt werden. Darüber hinaus sind jedoch weitergehende Anpassungen notwendig.
- Für eine Reform der individuellen Netzentgelte muss zunächst die Zielstellung geklärt sein, d. h. ob es um eine kurzfristige Anpassung im bestehenden Rahmen geht (Brownfield) oder um eine längerfristig angelegte Neuausrichtung auf das klimaneutrale Stromsystem, wobei auch die kurzfristigere Anpassung das Ziel des klimaneutralen Stromsystems berücksichtigen muss. In der Diskussion lag der heute gewählte Fokus auf der kurzfristigen Anpassung.
- In der Diskussion wurde herausgearbeitet, dass die Zielstellung einer Reform im Hinblick auf Netz- und/oder Marktdienlichkeit von Flexibilität geklärt werden muss.
- In Bezug auf eine Reform der Netzentgelte für stromintensive Netznutzende muss bei kurzfristigen Anpassungen berücksichtigt werden:
 - Definition der Flexerbringung (Produkte und adressierte Märkte, Flexibilisierung der Zeitfenster)
 - Anforderungen aus Unternehmensperspektive, insbesondere Planungshorizont Unternehmen und Nachholbedarf bei Flexerbringung
- Sowohl für stromintensive Netznutzung als auch atypische Netznutzung wurden weitere Stellschrauben benannt, die teilweise über die eigentliche Regelung hinaus gehen oder die



Regelung ggf. ersetzen könnten. Genannt wurden beispielhaft: Für die stromintensive Nutzung sind dies bspw. ein Abschaffen der Regelung und Einführen anderweitiger Industrieunterstützung, ein weiteres Anpassen der Regelungen zur Netzentgeltbefreiung (§ 118 EnWG) sowie die Dynamisierung von Netzentgelten; Für die atypische Netznutzung sind dies bspw. die Einführung dynamischer Netzentgelte oder die Kopplung der Zeitfenster an andere Parameter als die Höchstlast wie z. B. den Strompreis oder die EE-Erzeugung.

- Es wurde festgehalten, dass die Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) weniger Flexhemmnisse setzt als dies bei § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (stromintensive Netznutzung) der Fall ist.
- In Bezug auf eine Reform der Netzentgelte für atypische Netznutzende muss bei kurzfristigen Anpassungen berücksichtigt werden:
 - Neue Parameter für Festlegung der Hochlastzeitfenster (ggf. kurzfristiger, dynamisch).
 - Umsatzbarkeit aus Perspektive der betroffenen Unternehmen und Netzbetreiber
 - Wechselwirkung ggf. Substituierbarkeit mit der Einführung von dynamischen Netzentgelten
- Insgesamt hat sich gezeigt, dass die Diskussion heute einen ersten Stand darstellt, aber noch weitere offene Fragen diskussionswürdig sind, insbesondere auch auf eine zeitliche und räumliche Differenzierung.

Reformvorschläge und Netzentgeltstruktur

- Gemeinsame Zielstellung für die Erarbeitung von Reformoptionen: Flexible Anpassung an EE-Erzeugung muss möglich sein.
- Kein eindeutiges Bild zu der Frage, ob im nächsten Schritt eine große Strukturreform oder die Optimierung des bestehenden Systems Priorität haben sollte. Dies liegt auch daran, dass noch nicht klar ist, wie eine große Strukturreform konkret ausgestaltet ist.
- Die vorgestellten Reformvorschläge aus der Literatur wurden unterschiedlich bewertet. Es wurde deutlich, dass die konkrete Ausgestaltung dafür ausschlaggebend ist, ob Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden und welche weiteren Wechselwirkungen/Folgen z. B. Verteilungsfragen dabei bestehen. Dabei ist insbesondere zwischen den Netzebenen und der Art der Netznutzung (Einspeisung/Verbrauch) zu unterscheiden.
- Neben den Flex-Hemmnissen wurde die Rückwirkungen der Netzentgeltssystematik auf weitere Themenbereiche adressiert, z. B. Refinanzierung der Netzkosten und Kostenkomponenten, die bisher über Netzentgelte umgelegt werden wie z. B. Redispatch und Regelleistungskosten.

3.3.3. Zweite Sitzung der AG Flex am 21. Juni 2023: Dynamische Stromtarife und Digitalisierung

Ziel und Ablauf

Die zweite Sitzung der AG Flex zielte darauf ab, die Herausforderungen der Einführung dynamischer Stromtarife zu diskutieren. Dabei stand die Digitalisierung im Mittelpunkt.

Das BMWK stellte dar, welche Änderungen das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende beinhaltet. Aus dem Forschungskonsortium präsentierte Guidehouse im Anschluss, wie kleinteilige Flexibilitätsoptionen auf Preissignale von dynamischen Tarifen reagieren. Anschließend wur-



den Hemmnisse und Lösungsansätze im Bereich Digitalisierung des Energiesystems diskutiert. Als Input für diesen Teil dienten Vorträge von wiederum Guidehouse, Prof. Dr. Jens Strüker (Fraunhofer FIT) und vom luxemburgischen Ministerium für Energie und Raumentwicklung.

Einordnung

Im Zuge der Dekarbonisierung und dem Hochlauf der Sektorkopplung werden zunehmend kleinteilige, nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen wie Wärmepumpen und Speicher installiert. Diese können markt- sowie netzdienlich eingesetzt werden. Der marktdienliche Einsatz dient dem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, er ist nicht ortsspezifisch. Netzdienlich bezeichnet den ortsspezifischen Einsatz von Flexibilität zur Entlastung des Übertragungs- bzw. Verteilnetzes. Für den markt- und netzdienlichen Einsatz kleinteiliger, nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen existieren vielfältige Hemmnisse. Diese reichen von der bislang fehlenden Digitalisierung und Automatisierung, der komplexen technischen Umsetzung der Flexibilisierung und Steuerung bis hin zu regulatorischen Barrieren.

Ein wichtiger Baustein der Digitalisierung des Stromsystem ist die Anbindung kleinteiliger Verbrauchseinrichtungen mittels Smart Meter-Infrastruktur. Diese ermöglicht neben dem Erheben von Erzeugungs-, Last- und Netzdaten perspektivisch auch die Ansteuerung der Anlagen. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wurde der Rahmen für den Smart-Meter-Rollout angepasst, um den Rollout entscheidend zu beschleunigen.

Daneben schreibt das GNDEW allen Energieversorgern vor, ab 2025 dynamische Stromtarife anzubieten. Die Umsetzung soll mit Hilfe der Smart Meter ermöglicht werden, wobei diese nur einen Teilaspekt der notwendigen Digitalisierung darstellen. Für eine flächendeckende Umsetzung von dynamischen Tarifen stellen sich rund um die Digitalisierung und darüber hinaus noch eine Vielzahl von Umsetzungsfragen.

Inhalte der Sitzung

BMWK stellte die **Inhalte und Zielstellung des kürzlich verabschiedeten GNDEW** vor. Der Vortrag von Guidehouse ordnete anschließend das **Thema „dynamische Tarife“** ein. Der Vortrag legte dar, dass es eine hohe Diskrepanz zwischen dem Status quo der flexiblen Nutzung und der zukünftigen Relevanz kleinteiliger Flexibilitätsoptionen gäbe. Diese Flexibilitätsoptionen seien derzeit kaum erschlossen sind, weder für den markt- noch für den netzdienlichen Einsatz – trotz ihres perspektivisch sehr hohen Flexibilitätspotenzials. Dynamische Stromtarife stellten ein zentrales Instrument dar, um dieses Potenzial für den marktdienlichen Einsatz zu heben.

Durch dynamische Tarife solle die **kurzfristige Variabilität der Strompreise im Großhandel an die Endkundinnen und Endkunden weitergegeben** werden: Gemäß dem vorgestellten exemplarischen Schema sei der Energieversorger auf Basis von Strompreis- und Verbrauchsprognosen am Spotmarkt aktiv. Die Preissignale des Spotmarktes würden dann in Form des dynamischen Tarifs an die Endkundinnen und Endkunden durch den Versorger weitergeleitet. Die Einführung dynamischer Tarife böte sowohl aus der Perspektive der Endkundinnen und Endkunden als auch aus systemischer Perspektive Vorteile, aber auch Risiken.

Im zweiten Vortrag von Guidehouse wurden die **notwendigen Elemente für eine Umsetzung von dynamischen Tarifen in der Praxis** thematisiert. Der Vortrag zeigte, dass dynamische Stromtarife durch das Nutzen der Smart-Meter-Infrastruktur und den Einsatz von Digitalisierung umgesetzt werden könnten. Daneben müssten Informationen zwischen zahlreichen Akteuren ausgetauscht werden,



vom Lieferanten über den Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bis hin zu Endkundinnen und Endkunden. Diese Akteure müssten für die Umsetzung dynamischer Tarife eine entsprechende digitale Infrastruktur aufbauen (v. a. Hard- und Software inklusive Smart-Meter-Infrastruktur für die Datenkommunikation, -verarbeitung und -nutzung). Daneben seien passende regulatorische Rahmenbedingungen und technische Regelungen notwendig. Die breitflächige Einführung dynamischer Stromtarife würde durch bestehende Herausforderungen in diesen Bereichen erschwert.

Prof. Dr. Jens Strüker (Fraunhofer FIT) stellte in seinem Vortrag die **notwendigen Bausteine für die Digitalisierung in der Energiewirtschaft** vor und ging auf vielfältige nationale und europäische Initiativen und Forschungsprojekte ein. Diese adressierten bereits einen Teil der Hemmnisse im Bereich Digitalisierung der Energiewirtschaft. Die Projekte erarbeite beispielsweise Lösungen für die Marktkommunikation, Schnittstellen für die Flexibilitätsbereitstellung oder eine Modernisierung von Registern und übergreifende Dateninfrastrukturen.

Ein Blick in das europäische Ausland zeigt, wie konkrete Bausteine der digitalen Infrastruktur ausgestaltet werden können. Der Vortrag des luxemburgischen Ministeriums für Energie und Raumentwicklung zeigte, wie dort bereits heute eine **Datenplattform für Energiedaten** aufgebaut wird.

Diskussion in der AG

Diskussion zum Thema „Dezentrale Flexibilität: Preissignale & Digitalisierung“

Die Stakeholder interessierte die zeitliche Auflösung der Bilanzierung sowie die Finanzierung der Smart Meter Gateways (SMGW). Die zeitliche Auslösung sei mit viertelstündlichen Werten in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) vorgegeben und müsse entsprechend auch in der Marktkommunikation sowie in den internen Systemen der beteiligten Akteure umgesetzt werden.

Diskussion zum Thema Grundsatzfrage Preissignale & Marktteilnahme dezentraler Flexibilität

Die exemplarisch dargestellte Signalkette für die Reaktion kleinteiliger Flexibilitätsoptionen auf Marktpreise wurde von einigen Stakeholder intensiv diskutiert. Ein Diskussionsstrang thematisierte die Erforderlichkeit einer direkten Laststeuerung in Abgrenzung zur indirekten Steuerung durch Preissignale. Wenn viele dezentrale Verbraucherinnen und Verbraucher gleichzeitig automatisch auf ein Preissignal reagierten, könne dies starke Auswirkungen auf Systembilanz und Netz sowie Lastgradienten haben, die über Systemdienstleistungen wieder ausgeglichen werden müssten. Dazu müssten in der dargestellten Signalkette die Marktteilnehmer wie Aggregatoren die Reaktion der Verbraucherinnen und Verbraucher prognostizieren. In der Diskussion entstand keine einheitliche Meinung darüber, wie gravierend diese Wechselwirkung in der Praxis wären. Darüber hinaus wurde mehrfach betont, dass es verschiedene Einsatzmöglichkeiten für kleinteilige Flexibilität gebe.

Hinsichtlich der erforderlichen Voraussetzungen für die Marktteilnahme dezentraler Flexibilität wurde von den Stakeholdern eine engmaschige Datenübertragung bis zur Echtzeitübermittlung genannt. Daran sollten sich auch die technischen Spezifikationen orientieren. Für die Verbraucherinnen und Verbraucher müsse zudem transparent nachvollziehbar sein, wie die Kosten ihres Stromverbrauchs entstehen und wie sich die zeitlichen Preisdifferenzen auf die Rechnung ausgewirkt haben. Um Flexibilisierung anzureizen, müssten auch größere Preisdifferenzen in Kauf genommen und nicht beispielsweise durch politische Eingriffe sofort abgemildert werden.

Diskussion zum Thema Digitalisierung und Datenökosystem

Einzelne Ergänzungen wurden anhand der im Vortrag gezeigten schematischen Abbildung zur Aktivierung von Flexibilität über dynamische Stromtarife vorgeschlagen. Diese betreffe den Aggregator,



die Mengensteuerung und die Nachfrage nach Flexibilität von unterschiedlichen Akteuren und Handelsplattformen.

Die Stakeholder interessierte, warum die vorgestellte Datenplattform in Luxemburg bei dem Übertragungsnetzbetreiber und nicht bei den Verteilnetzbetreibern, einem externen Dienstleister oder einer staatlichen Behörde angesiedelt worden sei. Darüber hinaus wurde besprochen, wie die erhobenen Stamm- und Bewegungsdaten auf Richtigkeit geprüft werden können.

Thema war auch die Akzeptanz und Zustimmung zur Datenweitergabe durch die Anschlussnutzer (Endkunden). Wichtig sei in diesem Zusammenhang auch, dass die Endkunden die verschiedenen Angebote verstehen und transparent nachvollziehen könnten, die die unterschiedlichen Nachfrager nach Flexibilität bereitstellen. Auch wurde diskutiert, welcher Akteur die Steuerung und den Abruf der Flexibilität übernehmen sollte.

Zum Abschluss dieser Diskussion wurde betont, dass es ein wichtiges Ziel der Digitalisierung im Energiesektor sei, Flexibilität für das Stromsystem zu erschließen.

Take-aways der Sitzung

Grundsatzfrage Preissignale & Marktteilnahme dezentraler Flexibilitäten

Die Inputvorträge haben thematisiert:

- Der europäische und nationale Gesetzesrahmen erfordert eine kurzfristige und großflächige Umsetzung von dynamischen Tarifen. Diese sind ein zentrales Instrument für die Hebung von kleinskaligen Flexibilitätspotenzialen und deren marktorientierter Nutzung.
- Das spotmarktpreisbasierte Verschieben von Last über dynamische Tarife in Zeiten mit niedrigen Strompreisen hat gesamtwirtschaftliche bzw. systemische Vorteile und kann flexible Endkundinnen und Endkunden entlasten. Die großflächige Umsetzung birgt jedoch auch Risiken, die adressiert werden müssen; insbesondere für Endkundinnen und Endkunden (finanziell) und auf Systemebene (technisch) bspw. durch die Gefahr von Netzbelastungen.
- Zudem müssen Nutzungskonkurrenzen zwischen den verschiedenen Einsatzmöglichkeiten (bspw. Bereitstellung von Regelleistung, Netzentlastung) kleinskaliger Flexibilität gelöst werden.

In der Diskussion wurde besprochen:

- Verschiedene Diskussionsbeiträge merkten an, dass freiwillige Verhaltensänderungen der Endkundinnen und Endkunden als Antwort auf dynamische Tarife ohne Auswirkung auf den Strommarkt bleiben, wenn Preissignale nach Gate Closure an Anschlussnutzer kommuniziert werden. Zu berücksichtigende Punkte sind dabei:
 - Die Existenz weiterer Marktsegmente, neben dem Day Ahead-Markt, mit eigenen Preissignalen;
 - Die Definition der Reaktion auf Großhandelspreise und auf das Preissignal – weitergegeben durch den Lieferanten – durch Endverbraucherin und -verbraucher;
 - Flexibilitäten müssen sich an der Marktpreisbildung beteiligen;
 - Die Abhängigkeit der zu erwartenden aktiven Reaktion der Anschlussnutzer auf das Preissignal von der Höhe der Preisspreads;
- Die Teilnehmenden merken an, dass die Darstellung nicht alle relevanten Aspekte der Wirkungskette dynamischer Tarife abbildet. Weitere genannte relevante Aspekte sind:
 - Die Rolle der Netzbetreiber;



- Die Berücksichtigung des Zeithorizonts und Fortschritts beim Rollout der Smart Meter Infrastruktur und die Rolle von proprietären Schnittstellen, insbesondere in der Übergangsphase;
- Die Notwendigkeit, Echtzeitdaten vom Anschlussnutzer zu erfassen und an den Lieferanten zu übermitteln;
- Die in den Inputs stilisiert dargestellte Wirkungskette für dynamische Tarife basiert auf der Prognose des Verbrauchs der Endkundinnen und Endkunden durch den Lieferanten.
 - Die Teilnehmenden diskutierten daher die Notwendigkeit einer Steuerung flexibler Anlagen durch den Lieferanten. Hier bestehen unterschiedliche Ansichten:
 - Einerseits wurde angemerkt, dass der Lieferant den Anschlussnutzer steuern können muss, oder ein Fahrplan vom Anschlussnutzer kommuniziert werden muss.
 - Andererseits zeigen Umsetzungserfahrungen im europäischen Ausland, dass die Einführung dynamischer Tarife möglich ist.
- Es wurde darauf hingewiesen, dass künftig zusätzliche Preissignale zum Echtzeitzustand des Systems notwendig werden.

Digitalisierung und Datenökosystem – Hemmnisse

Die Inputvorträge haben thematisiert:

- Der neu aufgesetzte deutsche Smart Meter Rollout ist ein guter Ausgangspunkt für die Digitalisierung der relevanten Informationskette bis zum Endkunden, aber noch nicht ausreichend. Es fehlt noch ein Zielbild und eine Roadmap für den weiteren Aufbau der digitalen Infrastruktur.
- Ein konsistenter Aufbau eines einheitlichen und kommunikationsfähigen Registerwesens, z. B. Marktstammdatenregisters, ist notwendig. Außerdem ist eine Ausweitung auf Bewegungsdaten notwendig. Dabei ist die Datenqualität zu gewährleisten.

In der Diskussion wurde besprochen:

- Der Nutzen einer sehr weitreichenden Standardisierung ist gegenüber einer schnellen Umsetzung proprietärer Lösungen abzuwägen – Voraussetzung ist dann ausreichende Interoperabilität.
- Die Bereitstellung von kleinskaliger Flexibilität erfordert eine Koordinierung. Zudem ist Klarheit über Rollen und Funktionen erforderlich.
- Zustimmungsmanagement für Endkundinnen und Endkunden muss implementiert werden.
- Bei der Frage nach der zeitlichen Priorisierung wurden zahlreiche Punkte genannt, die in der kommenden Sitzung zum Teil aufgegriffen werden.



3.3.4. Online-Workshops der AG Flex am 18. Oktober 2023 und am 25. Oktober 2023: Dynamische Tarife sowie Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz sowie Systemsicherheit

Ziel und Ablauf

Die Online-Workshops der AG Flexibilität vertieften das Thema dynamische Tarife inhaltlich und ermöglichten weiterführende Diskussionen mit den Teilnehmenden. Die inhaltliche Vertiefung der Workshops sollte zur Wissensbildung beitragen. Zudem boten die offenen Diskussionen die Gelegenheit, verschiedene Perspektiven ohne Bewertung aufzunehmen. Take-aways wurden aus diesem Grund in den Online-Workshops nicht festgehalten. Die Erkenntnisse bildeten vielmehr die Grundlage für die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses und einer gemeinsamen Ausarbeitung der weiteren notwendigen Schritte zur Einführung dynamischer Tarife in der folgenden AG-Sitzung.

Im Fokus des Online-Workshops am 18.10.2023 stand zunächst der Schutz von Verbraucherinnen und Verbrauchern in Verbindung mit dynamischen Tarifen. Ein Vertreter von Neon stellte beispielhaft ein Konzept eines dynamischen Stromtarifs mit Preisabsicherung vor. Dieses wurde durch Neon im Auftrag des Energieversorgers LichtBlick außerhalb der PKNS erarbeitet. Anschließend kommentierte ein Vertreter von LichtBlick aus der Perspektive des Versorgers sowie ein Vertreter des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv) aus Sicht des Schutzes von Verbraucherinnen und Verbrauchern das Konzept. Abschließend ordnete ein Vertreter der Stiftung Umweltenergierecht die Definition dynamischer Tarife rechtlich ein, gefolgt von einer Diskussion mit den Teilnehmenden.

Anknüpfend an den ersten Online-Workshop wurden am 25.10.2023 im zweiten Workshop verschiedene Aspekte der Systemsicherheit im Kontext dynamischer Tarife vertieft und aus der Sicht der Stakeholder beleuchtet. Die Teilnehmenden diskutierten auf Basis eines Vortrags von Guidehouse das Thema Systembilanzungleichgewichte in Verbindung mit dynamischen Tarifen. Anschließend folgten weitere Vorträge von Vertreterinnen und Vertretern von Guidehouse zu den Themen Rampen und Netzengpässen in der Niederspannung in Verknüpfung mit dynamischen Tarifen, jeweils gefolgt von einer Diskussion mit den Teilnehmenden.

Einordnung

Die installierte Leistung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen und Speicher wird im Zuge der Energiewende um ein Vielfaches steigen. Die Integration dieser flexiblen Leistung in das Stromsystem birgt enorme Potenziale für einen effizienten Systembetrieb. Flexible Nachfrage kann das volatile Dargebot erneuerbarer Energien ausgleichen und ist damit eine zentrale Säule für den weiteren Ausbau der EE und das Erreichen des Ziels eines klimaneutralen Stromsystems. Voraussetzung für die Systemintegration nachfrageseitiger Flexibilität ist zum einen, dass dezentralen Flexibilitätsoptionen mit Hilfe der Digitalisierung technisch erschlossen werden müssen. Darüber hinaus sollten über geeignete Mechanismen Anreize für einen markt- und netzdienlichen Betrieb der Flexibilitätsoptionen gesetzt werden.

Dynamische Stromtarife stellen einen maßgeblichen Anreizmechanismus für den marktdienlichen Betrieb dezentraler Flexibilitätsoptionen dar. Preisschwankungen des Großhandelsstrommarkts werden dabei an Endverbraucher weitergegeben, die dadurch auf den Großhandelsstrompreis reagieren können. Neben den möglichen positiven Effekten für das Stromsystem und die kosteneffiziente Systemintegration der erneuerbaren Energien können dadurch insbesondere auch Verbraucherinnen



und Verbraucher von den günstigen Erzeugungskosten der erneuerbaren Energien profitieren, während das Stromsystem die EE-Erzeugung effizienter nutzen kann. Je höher das individuelle Flexibilitätspotential, desto stärker können Verbraucherinnen und Verbraucher von geringeren Strombezugspreisen im Vergleich zum Festpreistarif profitieren. Durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) wird die Verfügbarkeit dynamischer Tarife für alle Endverbraucher ab 2025 sichergestellt. Verbraucherinnen und Verbraucher haben dabei stets die Wahl, ob sie die angebotenen Tarife nutzen möchten oder nicht.

Mit dynamischen Tarifen steigt auf der anderen Seite das Risiko hoher Strompreise für die Endverbraucher, denen sie mangels flexibler Verbraucher nicht durch die Änderung ihres Verbrauchsprofils entgegenwirken können. Das ist insbesondere bei langanhaltend hohen Strompreisen der Fall. Die Energiepreiskrise der Jahre 2021 und 2022, ausgelöst durch den völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieg auf die Ukraine, verdeutlichte dieses Risiko langanhaltender hoher Strompreise. Vor diesem Hintergrund wurde der Bedarf für Tarife gesehen, die Flexibilisierungsanreize mit Mechanismen zur Preisabsicherung kombinieren. Ein breites Angebot vielfältiger Tarife am Markt für Kundinnen und Kunden kann sicherstellen, dass diese entsprechend ihrem Risikoprofil und individuellen Präferenzen ihren Tarif wählen können. Auch bei dynamischen Tarifen sind im übrigen Ansätze mit einer Preisabsicherung für die Kundinnen und Kunden möglich. So kann dem notwendigen Schutz von Verbraucherinnen und Verbrauchern Rechnung getragen werden. Die gewünschte Angebotsvielfalt an Tarifen sollte durch die Lieferanten über den Wettbewerb am Markt für Kundinnen und Kunden hergestellt werden.

Neben erwarteten positiven Effekten für den Systembetrieb können sich aus dem Hochlauf dynamischer Tarife auch potenzielle Herausforderungen für den Systembetrieb ergeben. So können dynamische Tarife möglicherweise zu hoher Gleichzeitigkeit im Betrieb dezentraler Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Elektroautos führen. Schließlich können dynamische Tarife gleichgerichtete und gleichzeitige Anreize zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs setzen. Daraus können Herausforderungen für den Netzbetrieb aufgrund (lokal) begrenzter Netzkapazitäten folgen. Durch die Umsetzung der BNetzA-Festlegungen zum § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) stehen Netzbetreibern in der Niederspannung jedoch bereits Instrumente zur Verfügung (Möglichkeit zur temporären Dimmung von Lasten, zeitvariable Netzentgelte), die steuerbare Lasten und Netz in Einklang bringen könnten. Auch für den Ausgleich der Systembilanz aufgrund temporär begrenzter Erzeugungskapazitäten können sich Risiken ergeben. Es ist jedoch aufgrund fortlaufend besser werdender Prognosen zukünftig nicht von relevanten Systembilanzungleichgewichten in Folge dynamischer Tarife auszugehen. Trotzdem sollen Auswirkungen dynamischer Tarife auf Netzbetrieb und Systembilanz in der Hochlaufphase einem Monitoring unterliegen, um potentiellen Fehlentwicklungen frühzeitig entgegen zu wirken.

[Inhalte des Online-Workshops zum Thema dynamische Tarife sowie Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz](#)

Der erste Online-Workshop verknüpfte inhaltliche Beiträge zur ökonomischen Perspektive auf dynamische Tarife, eine Praxisperspektive auf die Einführung dynamischer Tarife mit Preisabsicherung sowie eine rechtliche Einordnung des Themas.

Ein Vertreter von Neon arbeitete heraus, dass nachfrageseitige Flexibilität eine **essenzielle Rolle im zukünftigen Stromsystem** spielen werde. Die zur Verfügung stehende dezentrale, flexible Leistung steige entsprechend verschiedenen Szenarien, getrieben durch den Hochlauf von Elektromobilen,

Wärmepumpen und Heimspeichern, bereits im Jahr 2030 auf über 200 Gigawatt (GW) stark an.⁷ Damit könne die Flexibilitätsbereitstellung aus dezentralen nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen perspektivisch die Bedeutung erzeugungsseitiger Flexibilität deutlich übertreffen. Dynamische Tarife für Verbraucherinnen und Verbraucher könnten zur Hebung dieser Potenziale einen wichtigen Beitrag leisten.

Anschließend wurde im Workshop beispielhaft die **Funktionsweise eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung** für Verbraucherinnen und -verbraucher dargestellt. Ein derartiger Tarif werde ein jährliches Verbrauchsvolumen zu einem bestimmten Preis absichern. Das jährliche Verbrauchsvolumen werde über ein vorab definiertes Verbrauchsprofil (beispielsweise ein Standardlastprofil) in stündlicher Auflösung auf den Jahreszeitraum verteilt. Solange Verbraucherinnen und Verbraucher exakt das zuvor abgesicherte Verbrauchsprofil beziehen, würde der Energieverbrauch zum zuvor vereinbarten Festpreis abgerechnet werden. Weiche der Strombezug der Verbraucherinnen und Verbraucher von dem zuvor vereinbarten Profil ab, würden die Mehr- oder Minderverbräuche mit dem dynamischen Tarif abgerechnet werden. Diese Funktionsweise ist in Abbildung 6 dargestellt. Trotz Preisabsicherung bleibe für Verbraucherinnen und Verbraucher der Anreiz erhalten, ihren Verbrauch am dynamischen Preissignal auszurichten. Durch eine Reaktion auf den Preis könnten Verbraucherinnen und Verbraucher einen geldwerten Nutzen generieren.

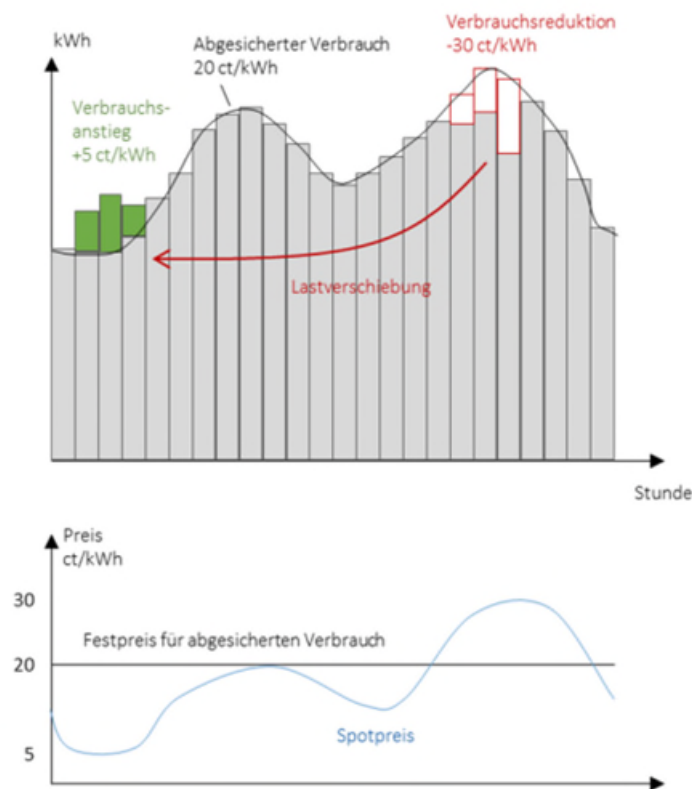


Abbildung 6: Konzept eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung (Quelle: [Neon - Präsentation im Rahmen der AG Flex](#))

⁷ Siehe Langfristszenarien 3 (BMWK, 2024), Szenario T45-Strom



Die **rechtlichen Vorgaben für dynamische Tarife** entsprechend EnWG wurden im Workshop von einem Vertreter der Stiftung Umweltenergierecht (SUER) herausgearbeitet. So müssen sich dynamische Tarife am Preisniveau der Spotmärkte orientieren und deren Preisschwankungen mindestens in der gleichen zeitlichen Auflösung wie das Marktintervall widerspiegeln. Dabei wurde betont, dass „widerspiegeln“ als unbestimmter Rechtsbegriff eine Auslegung erfordere. Der Experte äußerte die Einschätzung, dass entsprechend der Definition des EnWG Preisschwankungen der Spotmärkte nicht eins zu eins an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden müssten. Darauf aufbauend wurde eingeordnet, inwiefern das zuvor dargestellte Konzept eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung die gesetzlichen Vorgaben des EnWG erfülle. Entscheidend sei dabei die Frage, inwiefern die Preisabsicherung das dynamische Element des Tarifs überlagern und abschwächen würde. Ein abschließendes Urteil könne auf Basis des Tarifkonzepts noch nicht gefällt werden.

Abschließend wurden durch einen Vertreter von LichtBlick **Einblicke aus der Praxis zur Umsetzung dynamischer Tarife** geteilt. Die Implementierung dynamischer Tarife für Privatkundinnen und -kunden stelle demnach hohe Anforderungen an Versorger und deren IT-Systeme. Für Geschäftskundinnen und -kunden hingegen stellen dynamische Tarife bereits ein Standardprodukt mit hohem Marktanteil dar. Dynamische Tarife seien im Vergleich zu Festpreistarifen komplexer, weshalb eine transparente Kommunikation und Abrechnung durch den Versorger für die Kundinnen und Kunden wichtig sei. Um attraktive dynamische Tarife mit Preisabsicherung anbieten zu können, sei es aus Perspektive der Versorger wünschenswert, regulatorische Hürden zu beheben, insbesondere die Begrenzung der maximalen Vertragslaufzeit auf zwei Jahre.

Ergänzend teilte ein Vertreter des Verbraucherzentrale Bundesverbandes (vzbv) seine Perspektive auf dynamische Tarife. Während dynamische Tarife Kosteneinsparungen für Verbraucherinnen und Verbraucher bedeuten könnten, sei auch eine Vergleichbarkeit von Tarifen wichtig. Mangelnde Aufklärung unter Verbraucherinnen und Verbrauchern zu dynamischen Tarifen könne aus einer Umfrage des Verbandes abgelesen werden. Lediglich 10 % der Teilnehmenden seien gut über dynamische Tarife informiert. Zudem sollen Verbraucherinnen und Verbraucher auch weiterhin Wahlmöglichkeiten bei der Wahl ihres Tarifes haben und die Preissicherheit von Festpreistarifen nutzen können. Weiterhin sei die Kombination von dynamischen Tarifen mit dynamischen Netzentgelten wünschenswert und ein Monitoring der Wirkung dynamischer Tarife auf Kundinnen und Kunden notwendig.

Inhalte des Online-Workshops zum Thema dynamische Tarife und Systemsicherheit

Der zweite Online-Workshop deckte die inhaltlichen Blöcke Systembilanzungleichgewichte, Rampen und Netzengpässe ab. Systembilanzungleichgewichte sind dabei temporäre Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch im Stromsystem. Diese Schwankungen im Bereich von Millisekunden bis hin zu längeren Ungleichgewichten resultieren in einem Schwanken der Systemfrequenz. Systembilanzungleichgewichte sind eine normale Begleiterscheinung des Systembetriebs, die durch sogenannte Regelleistung ausgeglichen wird. Risiken für die Systemsicherheit durch die Einführung dynamischer Tarife wurden durch Vertreterinnen und Vertreter von Guidehouse eingeordnet und mit den Stakeholdern diskutiert. Zur Einordnung wurden die durch den Hochlauf dynamischer Tarife entstehenden Herausforderungen zu bereits bestehenden Herausforderungen im Systembetrieb in Beziehung gesetzt. Zudem wurde die Anwendbarkeit bereits bestehender Mechanismen zum Umgang mit diesen Herausforderungen herausgearbeitet.

Um die Entstehung von **Systembilanzungleichgewichten durch dynamische Tarife** nachzuvollziehen, wurde zunächst die Interaktion von Verbraucherinnen und Verbrauchern mit dynamischen Tarifen,



Lieferanten und Spotmarkt dargestellt. Es wurde aufgezeigt, dass Lieferanten stets auf Basis von Verbrauchsprognosen am Spotmarkt aktiv seien. Mögliche Systembilanzungleichgewichte resultierten damit nicht aus der Einführung dynamischer Tarife, sondern aus potenziellen Prognoseungenauigkeiten der Lieferanten. Diese und daraus resultierende Systembilanzabweichungen könnten dabei umso größer ausfallen, je höher die flexible Leistung von Verbraucherinnen und Verbrauchern mit dynamischen Tarifen sei und je geringer die Prognosegüte der Lieferanten ausfalle. Während die flexible Leistung zukünftig schrittweise ansteige, sei aufgrund von Lerneffekten nicht von einer Verschlechterung, sondern vielmehr von einer Verbesserung der Prognosegüte auszugehen. Da über das Ausgleichsenergiepreissystem starke Anreize für eine Begrenzung von Prognosefehlern bestünden, sei im heutigen Stromsystem und nach aktuellem Wissensstand auch zukünftig nicht von relevanten Systembilanzungleichgewichten in Folge dynamischer Tarife auszugehen.

Im zweiten Block wurde im Hinblick auf Rampen eingeordnet, dass flexible Verbräuche durch dynamische Tarife im Regelfall einen **glättenden Effekt auf die Residuallastkurve** hätten und damit auch Rampen in der Residuallastkurve verringerten. Beispielsweise könnten dynamische Tarife das Verschieben von Lastspitzen durch Electric Vehicle (EV)-Laden am Abend in die lastschwache Nacht bewirken. Eine Verstärkung von Rampen sei damit nur in Ausnahmefällen, beispielsweise in Folge von Prognosefehlern denkbar. Für andere Länder, in denen bereits eine höhere Durchdringung mit dynamischen Tarifen als in Deutschland bestehe, seien derartige Herausforderungen bislang nicht beschrieben worden. Dies spreche dafür, dass Ausgleichseffekte einer umfassenden Synchronisierung von flexiblen Lasten und dem Entstehen von Rampen entgegenwirken könnten. Diese vom Zufall (bspw. Fahrzeugnutzungsverhalten) abhängigen Ausgleichseffekte bewirkten beispielsweise die breitere zeitliche Streuung von EV-Ladevorgängen. Bekannt sei die Herausforderung steiler Residuallastrampen jedoch bereits aus der Vergangenheit als Folge hoher Durchdringungen mit erneuerbaren Energien im Stromsystem (z. B. lokal hohe PV-Einspeisung zu sonnigen Mittagsstunden). Um diese Herausforderung zu adressieren, seien in Märkten außerhalb Deutschlands teilweise einspeisebedingt Rampenprodukte implementiert worden. Solche Rampenprodukte könnten prinzipiell auch auf lastbedingte Rampen übertragen werden. In Deutschland seien solche Produkte aufgrund der derzeit noch geringen Verbreitung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen aktuell nicht im Fokus.

Im dritten Block wurden mögliche **Herausforderungen durch die Einführung dynamischer Tarife für den Netzbetrieb** diskutiert. Ausgleichseffekte fielen auf lokaler Ebene (bspw. Netzstrang) geringer aus, da bei einer geringeren Anzahl an flexiblen Lasten häufiger mit einer (teilweisen) Synchronisation zu rechnen sei. Das Risiko von Netzengpässen in Folge synchronisierter flexibler Nachfrage zeige sich daher vor allem auf lokaler Ebene im Verteilnetz. Hier könne bereits eine geringe Anzahl von Verbraucherinnen und Verbrauchern mit flexiblen Lasten kritische Lastspitzen hervorrufen.

Lokale Netzengpässe könnten nicht nur im Zusammenhang mit Lastspitzen auftreten, die durch synchrones Verbrauchsverhalten verursacht würden. Vielmehr könnten Engpässe bereits heute aufgrund von hoher PV-Einspeisung zu bestimmten Zeitpunkten in einem Netzgebiet entstehen. Verteilnetzbetreiber verfügten daher bereits heute über Erfahrung im Umgang mit den entsprechenden Risiken. Durch die Umsetzung der BNetzA-Festlegungen zum § 14a EnWG (BNetzA, 2023) stünden Netzbetreibern und Verbraucherinnen und Verbrauchern zukünftig weitere Instrumente zur Verfügung (Möglichkeit zur temporären Dimmung von Lasten, zeitvariable Netzentgelte als Anreiz zur Lastverschiebung), die steuerbare Lasten und Netz in Einklang bringen könnten. Das synchrone Verhalten trete zudem nicht nur als Folge der Anreizwirkung dynamischer Tarife auf, sondern insbesondere durch Faktoren wie dem gleichzeitigen ungesteuerten Laden von Elektroautos am Abend.



Für alle drei angesprochenen Themenfelder wurde festgehalten, dass ein **Monitoring der Früherkennung von Risiken** dienen könne. Darauf aufbauend könnten Lösungsansätze für etwaige kritische Situationen im Systembetrieb vorbereitet werden.

Diskussion in der AG

Die Teilnehmenden des **Online-Workshops zum Thema dynamische Tarife sowie Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz** diskutierten zunächst die Notwendigkeit standardisierter Schnittstellen für die Steuerung flexibler Anlagen durch unterschiedliche Akteure. Dies wurde als Aufgabe der Marktakteure eingeordnet.

In Bezug auf das vorgestellte Konzept eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung wurden Bedenken hinsichtlich der Absicherung von Mehrverbräuchen geäußert. Insbesondere bei temperaturabhängigem Bedarf für Heizstrom seien mögliche Mehrkosten für Verbraucherinnen und Verbraucher eine Herausforderung. Wetterderivate für die Absicherung des Wärmeverbrauchs wurden als Lösungsansatz in den Raum gestellt.

Ein weiterer Diskussionspunkt war das verbleibende Profilirisiko für Verbraucherinnen und Verbraucher. Dem wurde entgegengehalten, dass die Abfederung von Preisspitzen möglich und wichtig sei. Aus der Runde der Teilnehmenden wurde betont, dass Verbraucherinnen und Verbraucher weiterhin die Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Tarifen hätten. Die Wahl eines dynamischen Tarifs werde keinesfalls verpflichtend.

Unabhängig von einer Preisabsicherung betonten Teilnehmende die Vorteile dynamischer Tarife. Diese sollten die Mehrkosten durch die Einführung des Smart Meterings deutlich überwiegen. Zudem wurde Transparenz in Bezug auf Tarife, insbesondere deren Vergleichbarkeit als wichtig erachtet. Nutzen und Nachteile neuer Tarifkonzepte wie des vorgestellten dynamischen Tarifs mit Absicherung für Verbraucherinnen und Verbraucher sollten in einem Monitoring erhoben werden.

Im Hinblick auf die Implementierung dynamischer Tarife wurde darauf hingewiesen, dass die Anzahl möglicher Tarife, die ein Lieferant anbieten könne, durch organisatorische Ressourcen begrenzt sei und der organisatorische Aufwand im Verhältnis zum Nutzen stehen müsse. Es wurde herausgestellt, dass Wettbewerb grundsätzlich für Tarifvielfalt Sorge. Ergänzend wurde vorgeschlagen, die gesetzlichen Anforderungen an dynamische Tarife anzupassen, um vielfältigere Tarifoptionen als dynamisch anzuerkennen. Zudem wurde dargestellt, dass die aktuellen nationalen gesetzlichen Vorgaben über die geltenden europarechtlichen Vorgaben hinausgingen und damit mehr Lieferanten zum Angebot dynamischer Tarife verpflichtet seien.

Die Diskussion im **Online-Workshop zum Thema dynamische Tarife und Systemsicherheit** gliederte sich wie beschrieben in die drei Blöcke Systembilanzungleichgewichte, Rampen und Netzengpässe.

In der Diskussion zu den Systembilanzungleichgewichten wurde die Bedeutung des Rollouts von Smart Metern herausgestellt. Dieser sei eine Voraussetzung für den Hochlauf dynamischer Tarife, ohne dass neue Herausforderungen für das System entstünden. In Bezug auf das Thema Digitalisierung wurde auch darauf hingewiesen, dass ein unterschiedliches Verständnis von dynamischen Tarifen im EnWG und dynamischer Tarifierung im Messwesen bestehe, das vereinheitlicht werden solle.

Einzelne Teilnehmende betonten die Möglichkeit der Lieferanten, ihre Prognosen an zunehmend flexible Verbraucherinnen und Verbraucher anzupassen. Die Steuerung der flexiblen Anlagen durch Lieferanten bzw. Aggregatoren sei darüber hinaus notwendig, um Herausforderungen beherrschbar zu



machen. Um die Relevanz dieser Herausforderung und die Notwendigkeit der Steuerung von außen entspannt sich eine lebhafte Diskussion. Den geäußerten Bedenken wurde entgegengestellt, dass die Prognosegenauigkeit durch Lerneffekte bei Lieferanten verbessert werden könne. Zudem könne eine anwachsende Datenbasis zum Training von Prognosemodellen die Prognosegüte verbessern. Geäußert wurde zudem die Ansicht, dass die direkte Steuerung von flexiblen Anlagen durch Lieferanten oder Aggregatoren zukünftig eine viel stärkere Rolle spielen werde, auch ohne diese gesondert vorzugeben. Dies sei darauf zurückzuführen, dass die Verbreitung von kompatiblen, durch Dritte steuerbare Anlagen, zunehme und das Komfortbedürfnis der Kundinnen und Kunden so befriedigt werden könne. Eine Freiwilligkeit der Steuerung durch Dritte sei hingegen für die Akzeptanz dynamischer Tarife unverzichtbar. Eine teilnehmende Person äußerte die Ansicht, dass dynamische Tarife Festpreistarifen aus systemischer Sicht überlegen seien und drückte sein Unverständnis über die Skepsis einzelner Stakeholder aus. So könne nur durch dynamische Tarife das Flexibilitätspotenzial kleinteiliger Flexibilitätsoptionen gehoben werden. Weiter wurde angemerkt, dass erst durch eine viertelstündliche Bilanzierung von Verbrauchswerten mit Smart Metern bei Lieferanten ein Anreiz zur Begrenzung von Prognoseabweichungen entstehe. Bei einer Bilanzierung nach Standardlastprofil sei dieser Anreiz nicht vorhanden.

In der Diskussion zu Rampen wurde herausgestellt, dass die Übertragbarkeit internationaler Praxiserfahrungen fraglich sei und die Literatur ein uneinheitliches Bild zeichne. Die Teilnehmenden waren uneins darüber, ob die Reaktion von Verbraucherinnen und Verbraucher auf dynamische Tarife ausreiche, um Rampen zu verstärken. Starke Reaktionen auf Preissignale seien nur bei automatisierter Steuerung der Anlagen oder in besonders engagierten Gruppen von Verbraucherinnen und Verbrauchern zu erwarten. Kundinnen und Kunden seien aktuell noch von der Komplexität dynamischer Tarife überfordert und würden eine Optimierung ihres Verbrauchs selten selbst vornehmen. Eine größere Akzeptanz dynamischer Tarife könne durch Preisvorteile für Kundinnen und Kunden erreicht werden.

Einzelne Teilnehmende erwähnten, dass Rampen in Folge von (PV-)Erzeugungsspitzen bereits heute sichtbar seien. Lastseitige Rampen wurden von mehreren Teilnehmenden als vergleichsweise weniger problematisch eingeschätzt.

Bei den Diskussionen zu Netzengpässen wurde angesprochen, dass die Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber aktuell nicht ausreichend seien, um mögliche zukünftige Herausforderungen zu adressieren (z. B. Begrenzung der maximalen Dauer des Dimmens und hohe Minimalleistung für flexible Lasten bei Ausgestaltung des § 14a EnWG). Teilnehmende merkten an, dass bestehende Netzkapazitäten den Netznutzenden sichtbar gemacht werden sollten, um präventiv zu steuern. In diesem Kontext wurde auf Studienergebnisse zur Wirkung dynamischer Netzentgelte in Kombination mit dynamischen Stromtarifen auf eine effiziente Netzauslastung verwiesen.

Erfahrungen zu Gleichzeitigkeiten seien laut Teilnehmenden noch begrenzt. Ein Monitoring sollte helfen, die Entwicklung möglicher Herausforderungen für die Systemstabilität im Zusammenhang mit der Einführung dynamischer Tarife frühzeitig zu erkennen.



3.3.5. Dritte Sitzung der AG Flex am 9. November 2023: Dynamische Tarife

Ziel und Ablauf

Die dritte Sitzung der AG Flex schloss den Sitzungszyklus zum Thema „dynamische Tarife“ ab und konsolidierte diesen. Dazu sollten die Ergebnisse der vorangegangenen Online-Workshops zusammengefasst und die Kernergebnisse daraus festgehalten werden. Darüber hinaus sollte ein Fahrplan zur Begleitung des Hochlaufs dynamischer Tarife erstellt werden.

In einem ersten Block wurde von Vertretern von Neon und Guidehouse ein Rückblick auf die Inhalte und Diskussionspunkte der vorangegangenen Online-Workshops zu den Themen Verbraucherinnen- und Verbraucherschutz sowie Systemsicherheitsaspekten gegeben. Anschließend wurden die Kernergebnisse zur Umsetzung dynamischer Tarife festgehalten und abgestimmt. Der zweite, von einem Vertreter von Guidehouse moderierte, Block der Sitzung widmete sich dem Erstellen eines Fahrplans zur weiteren Einführung dynamischer Tarife. Basierend auf dem vorab schriftlich eingereichten Input der Teilnehmenden wurden konkrete Handlungsschritte zur Begleitung des Hochlaufs dynamischer Tarife zusammengetragen, diskutiert und möglichen verantwortlichen Akteuren zugeordnet.

Einordnung

Die Sitzung knüpfte thematisch unmittelbar an die beiden vorangegangenen Online-Workshops an. Eine Einordnung des Themenkomplexes dynamische Tarife findet sich dementsprechend in Abschnitt 3.3.4.

Inhalte der Sitzung

Zu Beginn der Sitzung wurden die Inhalte der Online-Workshops vom 18.10.2023 und 25.10.2023 kurz zusammengefasst. Diese Workshops bereiteten die Sitzung inhaltlich vor, weshalb in dieser Sitzung keine weiteren inhaltlichen Vorträge vorgesehen waren. Ein detaillierter Überblick der Inhalte der Workshops findet sich in Abschnitt 3.3.4.

Während in den Workshops Detailspekte dynamischer Tarife diskutiert wurden, wurden diese im Rahmen der Sitzung in den Kontext eingeordnet und der Blick auf weitere **Anforderungen für den Hochlauf dynamischer Tarife** geweitet. Das Erfüllen dieser zusätzlichen Anforderungen fördert einen raschen Hochlauf dynamischer Tarife im Einklang mit den Anforderungen der Systemsicherheit und des Schutzes von Verbraucherinnen und Verbrauchern. So stellt die Verpflichtung von Lieferanten zur Einführung dynamischer Tarife durch das GNDW nur einen ersten Schritt dar. Im Rahmen der Sitzung wurde herausgearbeitet, dass für den Hochlauf dynamischer Tarife einerseits Akzeptanz für dynamische Tarife bei Verbraucherinnen und Verbrauchern hergestellt werden müsse. Dies erfordere eine transparente Nachvollziehbarkeit des Tarifs sowie die Möglichkeit, Preisrisiken entsprechend den eigenen Präferenzen abzusichern. Andererseits müssten technische Voraussetzungen bei Verbraucherinnen und Verbrauchern (Smart Meter Einbau), Lieferanten, Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Herstellern flexibler Verbrauchsanlagen geschaffen werden. Lieferanten und Messstellenbetreiber müssten die notwendigen Mess-, Datenübertragungs- und Abrechnungsprozesse umsetzen. Schnittstellen und Prozesse müssten eine automatisierte Steuerung von flexiblen Anlagen ermöglichen. Nur wenn diese und weitere vielfältige Bedingungen (Hochlauf steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, Aufklärung zu dynamischen Tarifen etc.) erfüllt seien, sei mit einem Hochlauf dynamischer Tarife und dem damit erhofften Heben dezentraler Flexibilität zu rechnen.



Diskussion in der AG

In der Diskussion über die Kerneergebnisse zur Absicherung gegen Preissprünge äußerten die Teilnehmenden unterschiedliche Standpunkte im Hinblick auf die Notwendigkeit weiterer Vorgaben. So wurde dargelegt, dass der regulatorische Rahmen für den Schutz von Verbraucherinnen und Verbrauchern bereits gesetzt sei und weitere regulatorische Eingriffe vermieden werden sollten. So plädierten Teilnehmende für einen marktgetriebenen Wettbewerb bei Absicherungsprodukten für dynamische Tarife und betonten, dass Kundinnen und Kunden ihren Tarif frei wählen könnten.

Die Bedeutung der Aufklärung von Kundinnen und Kunden für die Akzeptanz dynamischer Tarife wurde in der Diskussion unterstrichen. Unterschiedliche Meinungen gab es zum regulatorischen Handlungsbedarf. Einerseits wurde die Forderung nach verbesserten Standards für die Information von Verbraucherinnen und Verbrauchern zu Tarifen geäußert. Andererseits wurde angemerkt, dass zu hohe Anforderungen an eine eventuelle Aufklärung von Herausforderungen dynamischer Tarife den Hochlauf dynamischer Tarife verzögern könnten, da dies mit erheblichem Aufwand verbunden sei.

Im Hinblick auf ein Level-Playing-Field zwischen dynamischen Tarifen und Festpreistarifen wurde angemerkt, dass bei einer Abrechnung nach Standardlastprofil (SLP) Bilanzkreisabweichungen über den Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers umgelegt würden, während bei Abrechnung nach Zählerstandsgangmessung (ZSG) lediglich eine Verrechnung innerhalb des Bilanzkreises des Lieferanten möglich sei. Es wurde vorgeschlagen, die SLP anzupassen und eine Bilanzierung nach der ZSG vorzugeben, sobald ein Smart Meter bei Kundinnen und Kunden vorhanden sei.

Das Zusammenspiel von dynamischen Tarifen mit zeitvariablen Netzentgelten sowie die Notwendigkeit einer umfassenden Überwachung der Auswirkungen des Hochlaufs dynamischer Tarife wurde kontrovers diskutiert. Während einige Teilnehmende die Umsetzung dynamischer Netzentgelte als Erfolgsfaktor für präventives Engpassmanagement sahen, wurde deren Umsetzbarkeit von anderen infrage gestellt. Teilnehmende stellten dar, dass insbesondere das Zusammenwirken dynamischer Tarife mit zeitvariablen Netzentgelten beobachtet werden sollte.

Im Hinblick auf Standardisierung von Schnittstellen gab es keine einheitliche Meinung unter den Teilnehmenden. So wurden Bedenken geäußert, dass staatliche Vorgaben – auch über Standardisierung hinaus – den Hochlauf flexibler Verbrauchseinrichtungen bremsen könnten. Andererseits wurde angemerkt, dass Standardisierung und Interoperabilität verschiedener Geräte die Akzeptanz bei Verbraucherinnen und Verbrauchern erhöhen könne, da das Zusammenspiel verschiedener Anlagen bspw. in einem Home Energy Management System erleichtert werden könne. In jedem Fall sei Standardisierung eine Aufgabe für die Branche, nicht für staatliche Akteure.

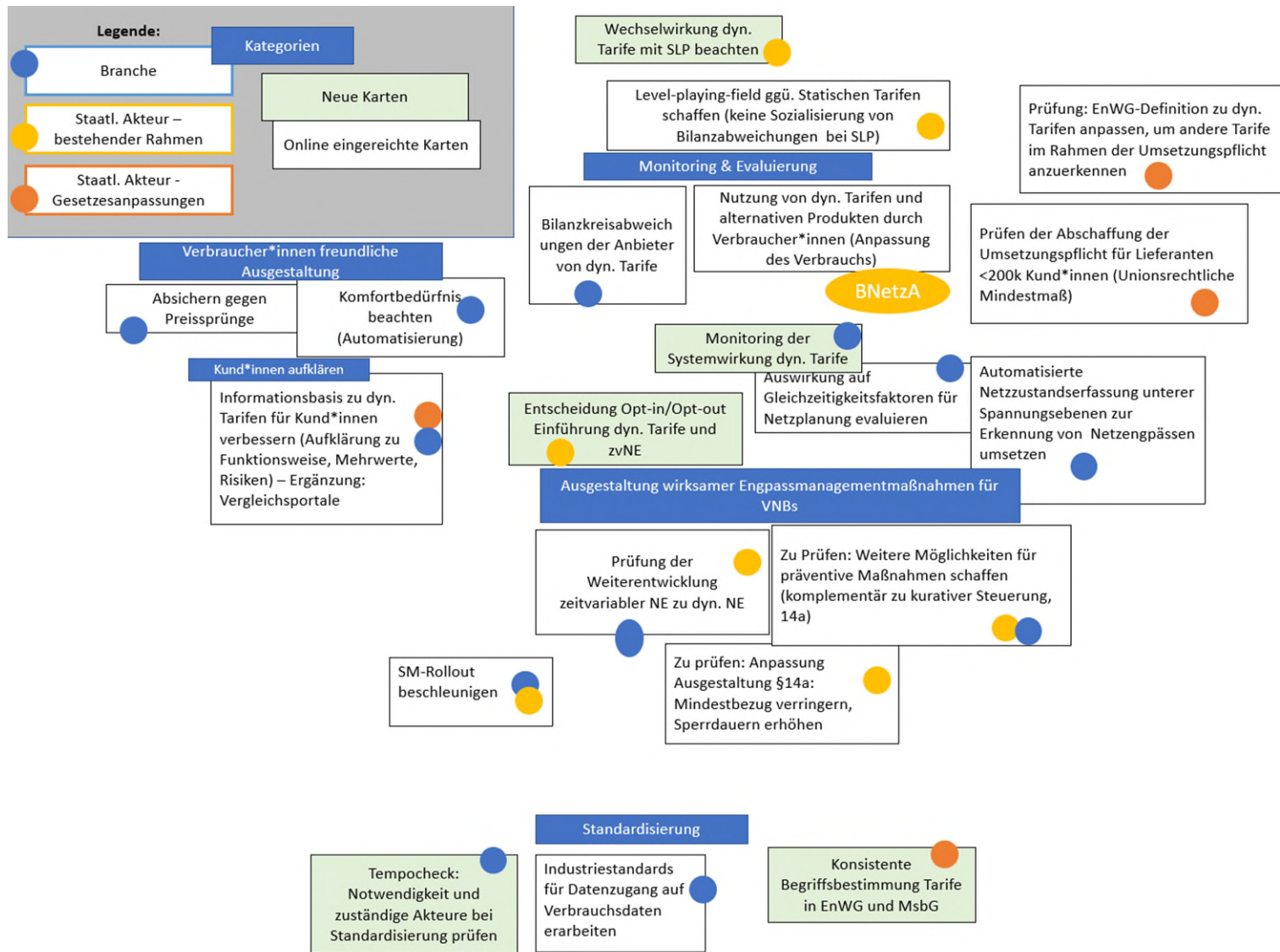
Die gesetzlichen Vorgaben zur Einführung dynamischer Tarife lösten eine Debatte unter den Teilnehmenden aus. In Bezug auf die Umsetzungspflicht dynamischer Tarife für Lieferanten ab 2025 auch mit weniger als 200 Tausend Kundinnen und Kunden wurde eingebracht, dass diese Regelung kleinere Lieferanten vor signifikante Herausforderungen in der Umsetzung stelle. Andererseits sei die Verfügbarkeit dynamischer Tarife nur dann für alle Kundinnen und Kunden gegeben. Dies gelte umso mehr, als zahlreiche Grundversorger weniger als 200 Tausend Kundinnen und Kunden haben. Angemerkt wurde auch, dass die gesetzliche Definition dynamischer Tarife weiterentwickelt werden sollte.



Die Teilnehmenden schlossen die Diskussion mit Vorschlägen für weitere Ergänzungen, darunter eine Vereinheitlichung des Verständnisses von dynamischen Tarifen im EnWG und dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Weiterhin wurden Überlegungen zur Notwendigkeit einer staatlichen Informationskampagne für dynamische Tarife in Ergänzung zur Information durch Lieferanten geteilt.

Die Ergebnisse der Diskussion wurden in Form von Take-aways festgehalten.

Zudem einigten sich die Teilnehmenden gemeinsam auf einen **Fahrplan mit konkreten Maßnahmen, die den Hochlauf von dynamischen Tarifen beschleunigen und begleiten sollen**. Dazu wurden die vorab aus dem Kreis der Teilnehmenden zusammengetragenen Maßnahmen diskutiert und verantwortlichen Akteuren, also der Branche oder staatlichen Akteuren, zugeordnet. Dabei wurde unterschieden, ob Maßnahmen im bestehenden gesetzlichen Rahmen umgesetzt werden können oder eine Anpassung notwendig ist (siehe nachfolgendes Schaubild).



BERICHT 1

BERICHT 2

Abbildung 7: Ergebnis der Gruppenarbeit „Fahrplan für den Hochlauf dynamischer Tarife“. Hinweis: Dieses Produkt ist Ergebnis der gemeinsamen Diskussion der Großgruppe der teilnehmenden Stakeholder der Sitzung.



	Staatlicher Akteur		
	Branche	Bestehender Rahmen	Gesetzesanpassung
Monitoring & Evaluierung	<ul style="list-style-type: none"> Bilanzkreisabweichungen der Anbietervon dyn. Tarife Monitoring der Systemwirkung dyn. Tarife Auswirkung auf Gleichzeitigkeitsfaktoren für Netzplanung evaluieren 	<ul style="list-style-type: none"> Nutzung von dyn. Tarifen und alternativen Produkten durch Verbraucher*innen (Anpassung des Verbrauchs) Wechselwirkung dyn. Tarife mit SLP beachten Entscheidung Opt-in/Opt-out Einführung dyn. Tarife und zVNE 	<ul style="list-style-type: none"> Prüfen der Abschaffung der Umsetzungspflicht für Lieferanten <200k Kund*innen (Unionsrechtliche Mindestmaß) Prüfung: EnWG-Definition zu dyn. Tarifen anpassen, um andere Tarife im Rahmen der Umsetzungspflicht anzuerkennen
Verbraucher*innen freundliche Ausgestaltung/ Aufklärung	<ul style="list-style-type: none"> Informationsbasis zu dyn. Tarifen für Kund*innen verbessern (Aufklärung zu Funktionsweise, Mehrwerte, Risiken) – Ergänzung: Vergleichsportale Komfortbedürfnis beachten (Automatisierung) Absichern gegen Preissprünge 		<ul style="list-style-type: none"> Informationsbasis zu dyn. Tarifen für Kund*innen verbessern (Aufklärung zu Funktionsweise, Mehrwerte, Risiken) – Ergänzung: Vergleichsportale
Standardisierung	<ul style="list-style-type: none"> Tempocheck: Notwendigkeit und zuständige Akteure bei Standardisierung prüfen Industriestandards für Datenzugang auf Verbrauchsdaten erarbeiten 		<ul style="list-style-type: none"> Konsistente Begriffsbestimmung Tarife in EnWG und MsbG
Ausgestaltung wirksamer Engpassmanagementmaßnahmen für VNBS	<ul style="list-style-type: none"> Prüfung der Weiterentwicklung zeitvariabler NE zu dyn. NE Zu Prüfen: Weitere Möglichkeiten für präventive Maßnahmen schaffen (komplementär zu kurativer Steuerung, 14a) 	<ul style="list-style-type: none"> Prüfung der Weiterentwicklung zeitvariabler NE zu dyn. NE Zu Prüfen: Weitere Möglichkeiten für präventive Maßnahmen schaffen (komplementär zu kurativer Steuerung, 14a) 	

Abbildung 8: Ergebnis der Gruppenarbeit „Fahrplan für den Hochlauf dynamischer Tarife“ in sortierter Darstellung, Hinweis: Wie in der Sitzung vorgeschlagen wurde die Sortierung im Nachgang durch die Geschäftsstelle der PKNS durchgeführt; Inhalte sind weitgehend unverändert. Der Punkt „Level-Playing Field ggü. statischen Tarifen schaffen“ wurde, wie in der Sitzung besprochen, durch den übergeordneten Punkt „Wechselwirkung dyn. Tarife mit SLP beachten“ ersetzt.



Take-aways der Sitzung

Allgemein

- Die Reaktion auf Preise ist essenziell für die Transformation des Stromsystems. Dynamische Stromtarife – die Variation der Beschaffungspreiskomponente auf Basis von Spotmarktpreisen – können einen wesentlichen Beitrag leisten, um über Preisanreize kleinskalige Flexibilität für den Markt zu heben.
- Laufen kleinskalige Flexibilitätsoptionen marktorientiert, tragen sie grundsätzlich dazu bei, die Erneuerbaren-Einspeisung besser zu nutzen und dadurch Emissionen zu reduzieren.
- Durch Lastverschiebung kann die Preisvolatilität geglättet werden, was die Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher reduzieren und auch die Marktwerte der Erneuerbaren Energien stützen kann.
- Zudem kann die Versorgungssicherheit durch die Glättung der Residuallast erhöht werden.
- Die Einführung dynamischer Tarife kann heute beginnen, auch wenn die digitale Infrastruktur noch nicht in der Breite verfügbar ist. Die größere Verfügbarkeit der digitalen Infrastruktur und ein konsistenter Regelungsrahmen sind jedoch Voraussetzungen für den breiten Hochlauf dynamischer Tarife und die Hebung von Flexibilität. Die nächsten Jahre bieten die Chance, Geschäftsmodelle, Kommunikationswege und Interoperabilität zu erproben und Lösungen zu etablieren.

Systemeffizienz

- Dynamische Tarife bringen Stromangebot und -nachfrage besser in Einklang. Der Verbrauch orientiert sich dadurch besser an der tatsächlichen Wertigkeit des Stroms, wodurch Systemkosten sinken.

Versorgungssicherheit und Resilienz

- Das Zusammenspiel von Markt und Netz spielt eine entscheidende Rolle. Dabei existiert ein Spannungsfeld zwischen der marktorientierten Bereitstellung von Flexibilität durch die Marktteilnehmer und deren Begrenzung durch Netzbetreiber zur Gewährleistung der Systemsicherheit auf der anderen Seite.
- Dynamische Tarife adressieren nur die Marktseite, wenn sie keine Preiskomponente für die Netzkapazität enthalten. Sie können durch Glättung der Residuallastkurve zur Entschärfung des Spannungsfeldes beitragen oder aber durch erhöhte Gleichzeitigkeit zusätzliche Risiken hervorrufen. Es gilt zu beobachten und zu untersuchen, welcher Effekt unter welchen Bedingungen überwiegt und intelligente Lösungen zu finden.

Im Einzelnen:

- Dynamische Tarife glätten im Grundsatz die Residuallastkurve, indem sich die flexible Nachfrage über die Weitergabe des Preissignals an der Erzeugung ausrichtet und so Erzeugungs- und Lastspitzen reduzieren.
- Stromlieferanten müssen die Reaktion der Endkundinnen und -kunden bei der Einführung von dynamischen Tarifen antizipieren. Die nächsten Jahre dienen der Weiterentwicklung und der Optimierung von Prognosemodellen. Dafür ist eine ausreichende Prognosegüte wichtig, die sich durch Erfahrungswerte verbessern dürfte.
- Dynamische Tarife könnten eine zeitsynchrone Reaktion von lastseitiger Flexibilität bedingen:
 - Steile Rampen der Lastkurve auf Systemebene sind aufgrund verschiedener Ausgleichseffekte und der niedrigen Volumina unmittelbar nicht zu erwarten. Während des schrittweisen Hochlaufs von dynamischen Tarifen sollten mögliche Auswirkungen gemonitort werden.



- Auf lokaler Netzebene (Mittel- und Niederspannung) könnten Auswirkungen aufgrund geringerer Ausgleichseffekte eher sichtbar werden. Wenn zeitsynchrone Reaktionen flexibler Lasten zu Netzengpässen führen, müssen Netzbetreiber geeignete Maßnahmen ergreifen können. Daher sollte der Hochlauf dynamischer Tarife auch im Hinblick auf die Erfordernisse des Netzes gemonitort und entsprechend reagiert werden.
- Dynamische Stromtarife könnten mit dynamischen, regionalen Netzentgelte sinnvoll kombiniert werden, um markt- oder netzdienliches Verhalten zu koordinieren. Dabei gilt es Umsetzungserfordernisse zu berücksichtigen und bei Bedarf weitere Instrumente vorzusehen, um das netzdienliche Verhalten kleinskaliger Flexibilität anzureizen.

Wirtschaftliche Einzelperspektive im Einklang mit Systemperspektive

- Dynamische Tarife machen Spotmarktpreise für Endkundinnen und -kunden sichtbar, sodass sie bei ihrem Bezugsverhalten (inkl. Eigenverbrauchsoptimierung) die Marktsituation berücksichtigen können.

Akzeptanz (Komfort, Kosten-Nutzen-Abwägung, Freiwilligkeit, Teilhabe, Risiko)

- Grundsätzlich ermöglichen dynamische Tarife Endkundinnen und -kunden, bei Flexibilisierung des Verbrauchs, von durchschnittlich geringeren Strombezugskosten zu profitieren.
- Das höhere Risiko durch die Volatilität der Preise und die Komplexität der dynamischen Tarife können bspw. durch die Nutzung von Hedging-Mechanismen und durch Transparenz von den Lieferanten adressiert werden.
- Die Möglichkeit, freiwillig den Verbrauch unter dynamischen Tarifen anzupassen, kann zu einem besseren Energiesystemverständnis und zu einer größeren gesellschaftlichen Unterstützung der Energiewende beitragen.



3.4. Sitzungen der Arbeitsgruppe 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung

3.4.1. Erste Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 3. Mai 2023: Systembeschreibung/Bewertungskriterien, No-Regret-Maßnahmen, Vorstellung Marktdesign-Optionen

Ziel und Ablauf

Die Sitzung zielte auf den Abschluss der Diskussionen zu Systembeschreibung, Bewertungskriterien, No-Regrets und flankierenden Maßnahmen ab. Relevante Überschneidungen mit anderen Arbeitsgruppen wurden diskutiert.

Das BMWK stellte die vorläufigen Ergebnisse der AG-Sitzung vom 31. März vor und Consentec stellte erneut den Input zur Systembeschreibung (s. Systembeschreibung in Abschnitt 3.1.2) vor. Zudem präsentierte Consentec einen einführenden Überblick über die Marktdesignoptionen.

Einordnung

Die Bereitstellung und Finanzierung ausreichender steuerbarer Kapazitäten ist eine zentrale Frage des Strommarktdesigns. Kraftwerke, Speicher und Lastflexibilitäten zählen zu den steuerbaren Kapazitäten (s. Take-Away aus AG-Sitzung vom 31. März). Die Differenz zwischen der im Wesentlichen unelastischen Stromnachfrage und der Erzeugung aus variablen erneuerbaren Energien wird als Residuallast bezeichnet. Die Systementwicklungsstrategie zeigt, dass steuerbare Kapazitäten zunehmend flexibel reagieren müssen. Dies ist notwendig, um EE-Erzeugung in das Stromsystem zu integrieren, die steigende Stromnachfrage neuer Anwendungen zu decken und den Umbau sonstiger Kraftwerke (Rückgang Kohleverstromung, Umstellung auf H₂-Kraftwerke, etc.) zu ermöglichen.

Inhalte der Sitzung

Das BMWK stellte die vorläufigen Ergebnisse der AG-Sitzung vom 31. März zu folgenden Punkten vor:

- AG-spezifische Systembeschreibung und Bewertungskriterien;
- der Abgrenzung zu anderen AGs;
- „No-regret“ und begleitende Maßnahmen (s. Abschnitt 3.1.2).

Consentec wiederholte den Input des wissenschaftlichen Konsortiums zur Systembeschreibung (s. Systembeschreibung in Abschnitt 3.1.2) und stellte Marktdesignoptionen vor:

- Der Stromgroßhandel koordiniere den Anlageneinsatz zur Stromerzeugung und bringe Erzeugung und Verbrauch zum Ausgleich. Im **Energy-Only-Markt (EOM)** bildeten die Preise und Preiserwartungen für kurzfristige Energielieferungen am börslichen Großhandel den zentralen Preisanker. Es werde explizit nur elektrische Arbeit gehandelt, implizit wird im EOM aber auch Leistung vergütet: So erfolge auch hier eine Absicherung von Investitionen /Fixkostendeckung u. a. über inframarginale Renten sowie über freiwillige Geschäfte der Marktteilnehmer, um Preis- und Ausgleichsenergiesrisiken zu minimieren.
- **PPA und Langfristverträge** seien spezielle Formen von (typischerweise mehrjährigen) bilateralen Absicherungsgeschäften. Sie begrenzen Preisrisiken für Verbraucher und Erlös- und damit Investitionsrisiken für Erzeugungsanlagen.
- In einem Kapazitätsmarkt werde die Vorhaltung von gesicherter Leistung vergütet; daneben



werde elektrische Arbeit im Markt (EOM) verkauft. In einem **dezentralen Kapazitätsmarkt** seien Bilanzkreisverantwortliche/Versorger verpflichtet, die Deckung der Spitzennachfrage ihrer Kunden nachzuweisen, indem sie Zertifikate kauften oder sich anderweitig nachweisbar absicherten. Steuerbare Kapazitäten erwirtschafteten darüber zusätzliche Erlöse, die dazu beitrügen, die Fixkosten zu decken und Investitionen zu refinanzieren.

- Bei einem **zentralen Kapazitätsmarkt** lege ein staatlich regulierter Akteur den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten fest und schreibe die zur Deckung notwendigen Kapazitäten aus. Bei einem Zuschlag erhalten Kapazitäten eine Vergütung für das Vorhalten der Leistung, welche zur Refinanzierung beitrüge.

Diskussion in der AG

In der Diskussion wurde angemerkt, dass die zukünftige Bedeutung verschiedener Technologieoptionen als steuerbare Kapazitäten mit Unsicherheit behaftet sei. Dies wurde insbesondere für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Bioenergie im Rahmen der Systembeschreibung diskutiert. H₂-Kraftwerke könnten – zumindest kurzfristig – nur begrenzt zur Verfügung stehen.

In der Diskussion zu Bewertungskriterien zeigte sich ein Spannungsfeld zwischen einerseits der Notwendigkeit ausreichender steuerbarer Kapazitäten für die Versorgungssicherheit und andererseits der Vermeidung von Überförderung und der Sicherstellung der Bezahlbarkeit der Energiewende. Teilnehmende wiesen auf die Relevanz der Lage steuerbarer Kapazitäten hin. Lokale Signale sollten dem im Rahmen des Marktdesigns Rechnung tragen. Die Handhabbarkeit und Einfachheit des Marktdesigns wurden ebenfalls als wichtige Kriterien genannt.

Der EOM wurde in der Diskussion um Marktdesignoptionen als Grundlage für einen effizienten Einsatz von Flexibilität gesehen. Ergänzende Optionen wie Kapazitätsmärkte könnten aus Sicht einiger Teilnehmender die Finanzierungssicherheit gegenüber dem reinen EOM erhöhen. Mehrere Teilnehmende sahen eine besondere Förderung für die Umrüstung fossiler Kraftwerke auf H₂ als notwendig an. Deren konkrete Ausgestaltung blieb in der Sitzung offen.

Die Diskussion zeigte, dass der EOM die Marktwerte erneuerbarer Energien und deren Integration in den Markt unterstützen kann. Kapazitätsmärkte könnten zusätzliche Investitionen in (volatile) EE anregen, dies sei aber keineswegs sicher. Andere Teilnehmende erwarteten einen positiven Effekt zunehmender Flexibilität auf die EE-Integration (Wind, PV). Dies könne durch Kapazitätsmärkte unterstützt werden. Das Marktdesign solle im europäischen Kontext gedacht werden. Einige Wortmeldungen wiesen besonders auf die Bedeutung einer europäischen Harmonisierung oder Kohärenz in der Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmärkte hin.

Take-aways der Sitzung

Überschneidung mit anderen AGs, AG-spezifische Systembeschreibung und Bewertungskriterien

Diskussionsverlauf

- Die Bedeutung der geographischen Verortung bei der Ausgestaltung des Marktdesigns wurde vielfach betont und zeigt die enge Verknüpfung mit der AG Lokale Signale.
- Es wurde von einigen Teilnehmenden hervorgehoben, dass der Kraftwerkspark der Zukunft sowohl Kondensations- wie auch KWK-Anlagen umfassen kann.
- Die Diskussion zeigte, dass es zum Teil unterschiedliche Erwartungen hinsichtlich des Technologiemixes (v.a. im Kraftwerkspark) in einem klimaneutralen Stromsystem gibt.



Hinweis: Siehe Take-aways hierzu aus der gemeinsamen Sitzung der vier Arbeitsgruppen vom 31. März 2023 zur Entwicklung einer gemeinsamen Systembeschreibung und Bewertungskriterien (Kapitel 3.1.2).

Erste Diskussion der Marktdesignoptionen (Auswahl des Inputs)

Auf welche Weise berücksichtigt die Marktdesignoption den Versorgungssicherheits-(VS-) Beitrag von Nachfrageflexibilität und Speichern? Wie unterstützt sie deren Erschließung und systemdienlichen Einsatz?

- Der EOM liefert weiterhin ein effizientes Dispatchsignal für Nachfrageflexibilität, unabhängig vom Finanzierungsansatz.
- Der EOM (und z. T. auch der dezentrale Kapazitätsmarkt) adressiert den Flexibilitätsbedarf in hoher Granularität, während dies im zentralen Kapazitätsmarkt separat bestimmt werden muss.
- Ein Kapazitätsmarkt kann zusätzliche Investitionsanreize für investitionsintensive Nachfrageflexibilität liefern.

Auf welche Weise unterstützt die Marktdesignoption den Markthochlauf von H₂-Kraftwerken? Begünstigt / ermöglicht die Option z. B. den Markteintritt neuer Technologien?

- Ein zusätzlicher Bedarf an Instrumenten für den Hochlauf von H₂-Kraftwerken liegt nahe, da alle Designoptionen technologie-/brennstoffneutral sind. Ein komplementäres Instrument wäre grundsätzlich mit allen Designoptionen kombinierbar (bzw. H₂-Readiness-Anforderungen im Kapazitätsmarkt sind ggf. direkt im Instrument implementierbar). Die konkrete Umsetzung in einzelnen Designoptionen ist noch einmal im Detail zu diskutieren.

Auf welche Weise trägt die Marktdesignoption zur Integration erneuerbarer Energien bei (z. B. EE-Marktwerte, Flex auf Erzeugungsseite)?

- Der EOM liefert sowohl Anreize für die Auslegung von EE-Anlagen wie auch nachfrageseitige Flexibilität für die Marktintegration erneuerbarer Energien. Beides trägt damit zur Absicherung von EE-Marktwerten bei.
- Ein Kapazitätsmarkt kann einen zusätzlichen Finanzierungsbeitrag für EE liefern. Zu diskutieren ist, inwieweit ein Kapazitätsmarkt die Marktwerte erneuerbarer Energien negativ beeinflusst.

Nimmt die Marktdesignoption eine eher nationale oder eher europäische Perspektive auf Versorgungssicherheit ein? Auf welche Weise integriert die Option grenzüberschreitende Ausgleichspotenziale?

- Die Integration in den EU-Binnenmarkt ist beim Energy-Only-Markt sowie marktbasierten PPA inhärent, bei einem Kapazitätsmarkt wären dazu Regulierung und Kalibrierung notwendig.



3.4.2. Zweite Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 31. Mai 2023: EU-Rahmen, Grundsatfragen Wasserstoff, Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 1)

Ziel und Ablauf

Ein gemeinsames Verständnis über den EU-Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte und EOM/Langfristverträge war Ziel der Sitzung. Ebenso sollte die Rolle und der Förderbedarf von H₂-Kraftwerken sowie die Funktion und Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten besprochen werden.

Diese Themen wurden durch kurze Inputs von Consentec und r2b zum Rechtsrahmen, von Öko-Institut zur Rolle von H₂-Kraftwerken sowie von Consentec zu Optionen zur Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten jeweils vorgestellt.

Einordnung

Das EU-Recht stellt den Rahmen für nationalstaatliches Strommarktdesign und etwaige Beihilfen dar. Finanzierungsinstrumente für steuerbare Kapazitäten im Markt (z. B. Kapazitätsmärkte in Frankreich und Polen, KWK-Anlagen in Deutschland) und außerhalb des Marktes (z. B. strategische Reserven in Deutschland oder Schweden) müssen sich in diesen Rahmen einfügen. Finanzierungsinstrumente können marktreife und noch nicht marktreife Technologien, wie die Verstromung von H₂, betreffen.

Inhalte der Sitzung

Kapazitätsmechanismen unterliegen zahlreichen Anforderungen aus der EU-Strommarktverordnung 2019/943 und den Energie-, Klima- und Umweltbeihilfeleitlinien. Consentec und r2b stellten die rechtlichen **Voraussetzungen für die Einführung von Kapazitätsmärkten** vor. Dazu zähle deren Erforderlichkeit für die Einhaltung des nationalen Versorgungssicherheits-Standards. Die Ausgestaltung müsse Anforderungen wie Technologieneutralität, die wettbewerbliche Ausschreibung der Vergütung für die Vorhaltung der Leistung, die Einhaltung von Emissionsobergrenzen und eine Befristung auf 10 Jahre berücksichtigen. Würden Gaskraftwerke finanziert, müsse ein Umstiegsfahrplan zu emissionsfreier Erzeugung vorgelegt werden.

Investitionen in H₂-Kraftwerke stünden aus Sicht des Öko-Instituts vor ähnlichen Herausforderungen wie in Gaskraftwerke. In einer Übergangphase könnte Unterstützung im Hinblick auf den Brennstoffeinsatz notwendig werden.

Wesentlichen **Merkmale eines zentralen und eines dezentralen Kapazitätsmarktes** wurden am Beispiel von Belgien und Frankreich illustriert.

Diskussion in der AG

Die Diskutierenden hielten fest, dass ein Kapazitätsmarkt nur bei Bedarf aus einem nationalen oder europäischen Versorgungssicherheitsmonitoring eingeführt werden dürfe. Die notwendige Unterscheidung zwischen Reserven und Kapazitätsmärkten wurde betont. Strategische Reserven hätten im EU-Recht Vorrang vor Kapazitätsmärkten und kämen in Extrem-/Krisensituationen ohne erwartetes Marktclearing zum Einsatz.

Andere Technologien, insbesondere Bioenergie, könnten laut einigen Wortmeldungen die Aufgaben von H₂-Kraftwerken erfüllen. Andere betonten, dass H₂ auch im KWK-Sektor eine wichtige Rolle spielen könne. Dies sei abhängig von der Entwicklung alternativer Technologien für die Wärmebereitstellung. Um zu verhindern, dass H₂-Kraftwerke als Must-Run-Anlagen betrieben werden, sollte ihr Einsatz strom- und nicht wärmegeführt sein. Es wurde betont, dass H₂-Kraftwerke auch Systemdienstleistungen (z. B. Redispatch) bereitstellen könnten. Die Betriebsstunden von H₂-Kraftwerken hingen



von verschiedenen Faktoren (Abdeckung von Dunkelflauten, Bedarf an Systemdienstleistungen, Wärmeauskopplung sowie der verfügbaren Infrastruktur und Brennstoffmengen) ab. Diese Faktoren würden laut Diskussion den potenziellen Förderbedarf von H₂-Kraftwerken auf der Investitions- und Brennstoffseite beeinflussen.

Die Perspektive der Stakeholder auf Kapazitätsmärkte wurde von Aspekten wie dem Kohleausstieg, der Transformationsgeschwindigkeit und zunehmenden Komplexität und Unsicherheit beeinflusst. Auch die Funktionsfähigkeit des EOM im Zuge der Energiekrise wurde angesprochen. Die in diesem Zusammenhang mangelnde politische Akzeptanz hoher Preise im EOM wurde als problematisch betrachtet. Offen blieb, in welchem Umfang Investitionen allein auf Basis der Preiserwartungen an EOM getätigt wurden.

Die Diskussion zeigte, dass zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte Flexibilitäten unterschiedlich anreizen können. Ein dezentraler Kapazitätsmarkt könnte zu einer größeren Anbietervielfalt (Kleinstflexibilitäten, Innovationen, Lastverzichtsoptionen) führen. Einzelne Marktteilnehmer wären verpflichtet, die Art ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit selbst abzuschätzen. Ein zentraler Kapazitätsmarkt könnte laut Wortmeldung durch die zentrale Rolle einer Institution unterschiedliche Planungshorizonte von Anbietern und Nachfragern überbrücken.

Der mögliche Rückkopplungseffekt von Kapazitätsmärkten auf den Marktwert erneuerbarer Energien über Flexibilität wurde diskutiert. Nach Einführung eines Kapazitätsmarktes könnten weniger Investitionen in sonstige Flexibilität erfolgen. Dies würde sich nachteilig auf den Marktwert der EE auswirken. Die Diskutierenden stellten fest, dass ein dezentraler Kapazitätsmarkt die EE-Marktwerte stabilisieren könne, da der dezentrale Kapazitätsmarkt offener für Innovationen und Flexibilitätsoptionen sei (im Vergleich zum zentralen Kapazitätsmarkt).

Unter den Teilnehmenden bestand weitgehend Einigkeit, dass alle Technologien an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen können sollten. Insbesondere im Hinblick auf H₂, H₂-Derivate und biogene Brennstoffe sollte gemäß Diskussion ein Wettbewerb ermöglicht werden. Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sollten berücksichtigt werden. Die Teilnehmenden sahen besonders im Wärmesektor relevante Verknüpfungen und Wechselwirkungen (KWK-Anlagen als Stromerzeuger, Wärmepumpen und strombetriebene Heizkessel als Stromverbraucher).

Take-aways der Sitzung

Diskussionsfragen zu Rolle und Förderbedarf von H₂-Kraftwerken

Hinweis: Die Diskussion zur Rolle und zum Förderbedarf von H₂-Kraftwerken schließt nicht aus, dass auch andere Technologien (auf Basis biogener Brennstoffe, etc.) im zukünftigen Marktdesign mitberücksichtigt werden sollen.

Welche Rolle/Einsatzzweck sehen Sie als Stakeholder für die H₂-Kraftwerke? Welche Einsatzstunden (Größenordnung) sind damit verbunden?

- Der Einsatz von H₂ im KWK-Bereich hängt von der Attraktivität alternativer Wärmeerzeugungsanlagen ab.
- KWK-Anlagen können Bedarfsspitzen sowohl im Strom- wie auch im Wärmesektor abdecken.
- Wenn must-run verhindert werden soll, dann sollte der Einsatz der KWK-Anlagen stromgeführt erfolgen.
- Die Einsatzstunden von H₂-Kraftwerken sind abhängig von den erbrachten Leistungen wie



Absicherung Dunkelflaute oder Absicherung von Bedarfsspitzen im Winter (auch Wärme bei KWK-Anlagen).

- Der Einsatz von H₂ in Kraftwerken ist von verfügbarer Infrastruktur (Netze und Speicher) und verfügbaren Brennstoffmengen abhängig.
- Die Nachfrage nach CO₂ durch Carbon Capture and Usage (CCU)-Anwendungen beeinflusst den Wettbewerb zwischen H₂ und biogenen oder synthetischen Brennstoffen (und damit Bedarf und Einsatz von H₂-Kraftwerken).
- Weitere Einflussfaktoren auf die Rolle von H₂-Kraftwerken sind: Kraftwerksstrategie, Brennstoffkosten, Geschwindigkeit der Transformation (im Lauf der Zeit wohl geringere Einsatzstunden, aber mit starker Variabilität zwischen den Jahren).
- Der Einsatz von (H₂)-Kraftwerken ist ggf. auch vom Bedarf für Systemdienstleistungen (u. a. Redispatch) abhängig.

Welche Form von Unterstützung brauchen H₂-Kraftwerke: Wird eher eine Investitions- oder Brennstoffförderung benötigt?

Die Diskussionen stellen initiale Überlegungen zum Bedarf einer Förderung von H₂-Kraftwerken auf Investitions- und/oder Brennstoffseite dar, aber weitere Diskussionen zum konkreten Bedarf und Ausgestaltung sind nötig. In der Diskussion gab es folgende unterschiedliche Stimmen dazu:

- H₂ wird bei Grenzkosten noch länger teurer sein als Erdgas → wenn H₂-Kraftwerke laufen sollen, dann wäre (Betriebs)-Förderung nötig, dazu separates Instrument nötig → Dies darf aber Einsatz von anderen, kostengünstigeren Technologien wie Speicher nicht negativ beeinflussen.
- Andererseits: Investitionsanreize sind notwendig, soweit Einsatzstunden der H₂-Kraftwerke zukünftig gering ausfallen → Dabei sollte aber ein systemdienlicher Anreiz in der Förderung berücksichtigt werden.
- Der Förderansatz sollte nicht allein auf betriebswirtschaftliche Notwendigkeiten abstellen, sondern auch auf markt- und netzdienliche Flexibilität (keine must-run-Anreize).
- KWK sollte perspektivisch auf Einsatz von H₂ bzw. biogenen Gasen umgestellt werden.

Diskussionsfragen zu Marktdesignoptionen zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt

Inwiefern unterscheidet sich die Diskussion um die Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten in einem dekarbonisierten Stromsystem (und den Weg dorthin) von der Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten vor ca. 10 Jahren? Was hat sich in der Kapazitätsmarkt-Debatte seit 2012 verändert?

Beantwortung erfolgte per Wordle-Umfrage und anschließender Diskussion. Nachfolgend eine Auswahl relevanter Aspekte, weitere Beiträge siehe Wordle-Ergebnis.

- Kohleausstieg
- Fehlende Akzeptanz hoher Preise
- Transformationsgeschwindigkeit (Ausbau EE, grenzüberschreitender Handel, Nutzungsmöglichkeit Erdgas, Stärkung Flexibilität, usw.)
- Keine Überkapazitäten mehr
- neue Herausforderungen (Wertschöpfungsketten, Fachkräftemangel, etc.)
- Unsicherheiten deutlich gestiegen (Komplexität der Transformation, Krisensituationen,



Welche Auswirkungen hat ein Kapazitätsmarkt auf die Marktwerte von variablen regenerativen Erzeugungsanlagen und auf die Art der Anlagen (Energieträger, Anlagenauslegung, etc.), in die bei den variablen erneuerbaren Energien investiert wird?

- Die Diskussion zeigte die enge Verknüpfung der Marktwert-Frage mit den Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf die Flexibilität.
- Es gab folgende Aussagen zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
 - Kapazitätsmärkte senken Anreiz zur Investition in Flexibilität außerhalb des Kapazitätsmarktes (für die es ggf. noch Bedarf am Strommarkt gibt, um Preisschwankungen zu adressieren), was tendenziell die Marktwerte variabler erneuerbarer Energien senken kann.
- Aussagen zum dezentralen Kapazitätsmarkt gab es wie folgt:
 - Ein dezentraler Kapazitätsmarkt ist innovationsoffener und damit tendenziell besser für Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite. Dies dürfte letztlich die Marktwerte variabler erneuerbarer Energien stabilisieren.

Angenommen, der EU-Rechtsrahmen würde es zulassen: Soll ein Kapazitätsmarkt alle relevanten Technologien (Kraftwerke, Speicher, Lasten) umfassen oder nur einen Teil davon? Was hätte eine Beschränkung auf einen Teil der Technologien für Auswirkungen auf den Wettbewerb mit den anderen Technologien?

- Es gab folgende Aussagen zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
 - Kein expliziter Ausschluss von relevanten Technologien.
 - Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sollten berücksichtigt werden (v.a. mit Wärmesektor und dem Wettbewerb zwischen Technologien dort).
 - Es sollte Wettbewerb zwischen CO₂-neutralen Brennstoffen (H₂, biogene Brennstoffe, etc.) geben.
- Es gab folgende Aussagen zum zentralen Kapazitätsmarkt:
 - Implizite Benachteiligung durch zentrale Teilnahmebedingungen ist möglich.

3.4.3. Dritte Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 7. Juni 2023: Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 2 und wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge)

Ziel und Ablauf

Im ersten Teil der Sitzung setzten die Stakeholder die Diskussion zur Funktion und Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten aus der Sitzung vom 31. Mai fort. Im zweiten Teil diskutierten sie die Optionen des EOM und Langfristverträge. Ziel war ein gemeinsames Verständnis der wichtigsten Merkmale der Marktdesignoptionen.

Kurze Impulse zu der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten erfolgten durch Consentec und r2b. Im zweiten Teil erfolgte ein gemeinsamer Vortrag von r2b und Consentec zum wettbewerblichen Strommarkt und dem EOM sowie der Funktion von Langfristverträgen.



Einordnung

Durch die Entscheidung zum Strommarkt 2.0 in den Jahren 2014/15 wurde implizit festgelegt, dass steuerbare Kapazitäten hauptsächlich über den EOM refinanziert werden sollen. Eine direkte staatliche oder staatlich induzierte Nachfrage nach steuerbaren Kapazitäten sollte es nicht geben. Wie in Kapitel 3.4.1 und 3.4.2 dargestellt, wird die Notwendigkeit zur Weiterentwicklung des EOM diskutiert.

Im EOM stellt sich die Frage der Refinanzierung steuerbarer Kapazitäten, zum Beispiel durch Langfristverträge. Die zeitliche Abstimmung („Fristentransformation“) zwischen den langfristigen Absicherungsbedürfnissen der Investoren und den kurzfristigen Absicherungsbedürfnissen der Stromverbraucherinnen und -verbraucher bzw. Stromversorger muss dabei berücksichtigt werden. Auch die Frage der Risikoverteilung ist relevant.

Inhalte der Sitzung

Aus dem Kreis des Forschungskonsortiums führten Consentec und r2b in Leitfragen zur **Funktion und Ausgestaltung von dezentralen und zentralen Kapazitätsmärkten** ein. Consentec legte die Sicht des Konsortiums auf Herausforderungen bei einer fairen Behandlung von Neu- und Bestandsanlagen in einem Kapazitätsmarkt dar. Der Beitrag einzelner Technologien zur Versorgungssicherheit solle nach dieser Darstellung nach Zeitbereichen differenziert werden.

Anschließend präsentierten Consentec und r2b **Leitfragen zur Marktdesignoption EOM/Langfristverträge**. Aus ihrer Sicht bestünde im Markt die Herausforderung, die Zeithorizonte von Investoren und Versorgern in Einklang zu bringen. Investoren benötigten ggf. eine Absicherung über einen deutlich längeren Zeitraum, als dies Versorger eingehen könnten. Aus Sicht der Vortragenden würden die Grenzen zwischen den Marktdesignoptionen EOM/Langfristverträge und Kapazitätsmarkt bei einer aktiveren staatlichen Rolle verschwimmen.

Diskussion in der AG

In der Diskussion herrschte Einigkeit darüber, dass es in einem Kapazitätsmarkt sinnvoll sei, Bestandsanlagen zumindest längerfristig einzubeziehen. Dabei sollte der Kapazitätsmarkt die Transformation zu einem klimaneutralen Stromsystem unterstützen. Es wurde darauf hingewiesen, dass ein Ausschluss von Bestandskraftwerken aus dem Kapazitätsmarkt voraussichtlich negative Auswirkungen auf deren Wirtschaftlichkeit hätte. Bei anderen steuerbaren Kapazitäten wie Demand Side Response (DSR) und Speichern seien die Auswirkungen offen.

Einige Wortmeldungen schlugen vor, Abstufungen bei der Produktausgestaltung zwischen Neu- und Bestandsanlagen sowie Modernisierungen in Betracht zu ziehen. Unterschiedliche Finanzierungsbedürfnisse könnten so berücksichtigt werden. Die Ausgestaltung blieb offen.

Es wurde diskutiert, wie verschiedene Dienstleistungen steuerbarer Kapazitäten in einem Kapazitätsmarkt angemessen gewürdigt werden könnten. Dies umfasst unterschiedliche zeitliche Beiträge zur Versorgungssicherheit (Ausgleich täglicher Schwankungen der EE-Erzeugung verglichen mit Absicherung einer länger anhaltenden Dunkelflaute) und verschiedene Systemdienstleistungen für den Netzbetrieb. Sachliche und regulatorische Herausforderungen ergeben sich bei der Berücksichtigung des Beitrages zur Versorgungssicherheit. Es wurde diskutiert, dass eine starke Segmentierung Effizienzverluste mit sich bringen könnte. Offen blieb, inwieweit sich die mögliche Differenzierung auf dezentralen und zentralen Kapazitätsmärkten unterscheidet.



Aus der Diskussion ergab sich, dass zahlreiche Aspekte von Kapazitätsmärkten regulatorisch definiert werden müssten. Im Falle eines zentralen Kapazitätsmarkts wurde die geeignete Dimensionierung besonders diskutiert. Im Falle eines dezentralen Kapazitätsmarkts wiesen einige Teilnehmende auf das Risiko einer unzureichenden Absicherung mancher Verbraucherinnen und Verbraucher und Versorger mit steuerbarer Kapazität/Zertifikaten hin.

Die Refinanzierung von Lastflexibilitäten, Speichern und Kraftwerken im wettbewerblichen Strommarkt wurde diskutiert. Es war unstrittig, dass der EOM neue Produkte hervorbringen könne. Einige Wortmeldungen unterstrichen jedoch die begrenzte Nachfrage nach langfristigen Absicherungsprodukten über mehr als 2-3 Jahre. Verschiedentlich wurde eingebracht, dass die Refinanzierung steuerbarer Kapazitäten, deren Investitionssicherheit und damit letztlich Versorgungssicherheit im wettbewerblichen Strommarkt Herausforderungen mit sich bringen könne. Freiwillige Langfristverträge wurden als eine Option zur Refinanzierung von steuerbaren Kapazitäten erörtert. Es bestand bei einigen Zweifeln, ob solche Verträge allein ausreichende Investitionen gewährleisten würden. Die Nachfrage könnte sich möglicherweise auf einige industrielle Großunternehmen beschränken. Auch die Herausforderung, unterschiedliche zeitliche Absicherungsbedürfnisse von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Investoren in Einklang zu bringen, wurde diskutiert.

Die Option einer staatlich induzierten Nachfrage nach Langfristverträgen wurde in der Diskussion als potenziell einschränkend für privatwirtschaftliche Akteure betrachtet. Eine teilweise staatliche Absicherung von Transformations- und regulatorischen Risiken könne die Planungssicherheit erhöhen. Es wurde angeregt, im Rahmen der PKNS konkrete Transformationsrisiken und deren notwendige staatliche Absicherung zu untersuchen.

Take-aways der Sitzung

Diskussionsfragen (fortgesetzt von Sitzung 31.05.2023) zu Marktdesignoptionen zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt

Angenommen, der EU-Rechtsrahmen würde es zulassen: Soll ein Kapazitätsmarkt nur Neuanlagen umfassen oder auch Bestandsanlagen? Welche Auswirkungen hätte eine Beschränkung auf Neuanlagen auf die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen?

Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:

- Es wurde die Sicht geteilt, dass eine Einbeziehung von Bestandsanlagen in einen Kapazitätsmarkt zumindest in der längeren Frist sinnvoll ist.
- Eine Berücksichtigung von Bestandsanlagen kann dazu beitragen, dass diese modernisiert sowie die notwendigen Ressourcen zum Betrieb (Personal, etc.) abgesichert und damit die Anlagen länger erhalten bleiben. Zugleich ist es wichtig auch Bestandsanlagen für die neuen Anforderungen des Stromsystems fit zu machen.
- Als Herausforderung wurde identifiziert, wie man ein großes Instrument wie einen Kapazitätsmarkt so ausgestalten kann, dass er auch in der Phase einer Transformation unterstützend wirkt, wenn die technologischen Entwicklungen im Einzelnen noch nicht überall im Detail absehbar sind.
- Abstufungen bei der Produktausgestaltung zwischen Neu- und Bestandsanlagen sowie Modernisierungen sind zu bedenken, um verschiedene Finanzierungsbedürfnisse zu berücksichtigen.
- Eine Differenzierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen geht mit Parametrisierungsrisiken einher, ist aber dennoch sinnvoll.



- Die Ausschreibung von Bestands- und Neubauanlagen muss auf das Zielbild des dekarbonisierten Stromsystems einzahlen.
- Ein Ausschluss von Bestandskraftwerken aus einem Kapazitätsmarkt wird voraussichtlich negative Effekte auf die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke haben. Bei anderen steuerbaren Kapazitäten (z. B. DSR, Speicher) ist dieser Effekt aktuell offen.

Sollte ein nach Zeitbereichen zu differenzierender Beitrag der verschiedenen Kapazitätsoptionen (Kraftwerke, Speicher, Lastflexibilität) in einem Kapazitätsmarkt reflektiert sein (kurzfristige vs. Langfristige Flexibilität)? Wenn ja, wie?

Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:

- Vorgesaltet vor einer möglichen Segmentierung ist die Gesamtdimensionierung eines Kapazitätsmarktes zu klären, da sich daraus der Rahmen für den Umfang möglicher einzelner Segmente ergibt.
- Eine Segmentierung erfordert eine Festlegung, wie die Segmente identifiziert und abgegrenzt werden sollen → Damit hat eine Segmentierung ähnliche sachliche und regulatorische Herausforderungen wie De-Rating.
- Es ist zu klären, wie die Beschaffung / Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit der Beschaffung von steuerbaren Kapazitäten im Rahmen von Kapazitätsmärkten koordiniert werden kann und sollte.
- Unterschiedliche Beiträge zur Versorgungssicherheit von steuerbaren Kapazitäten nach Zuverlässigkeit und Dauer der Erbringung sind zu berücksichtigen (z. B. Batteriespeicher, H₂-Kraftwerke, Bioenergie).
- Angestrebte Ziele jenseits von Versorgungssicherheit und der damit einhergehende Grad der Segmentierung beeinflussen die Effizienz der Ausschreibung.

Wo besteht regulatorischer Parametrisierungsbedarf im zentralen bzw. dezentralen Kapazitätsmarkt? Wie lassen sich die damit verbundenen Risiken und Aufwand managen?

Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:

- Bei der Dimensionierung eines Kapazitätsmarktes (bzw. der Gefahr einer Überdimensionierung) ist auch die Transformation des Stromsektors und damit die Umstellung von Erdgaskraftwerken auf klimaneutrale Brennstoffe zu berücksichtigen (Vermeidung von lock-ins).

Es gab folgende Aussage zum zentralen Kapazitätsmarkt:

- Zentrale Kapazitätsmärkte sind in Europa dominant (im Vergleich zu dezentralen Kapazitätsmärkten), dies kann Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Koordinierbarkeit zwischen den jeweiligen Kapazitätsmärkten haben, insbesondere bei der grenzüberschreitenden Öffnung.

Es gab folgende Aussage zum dezentralen Kapazitätsmarkt:

- Es besteht das Risiko, dass sich Versorger bzw. Verbraucherinnen und Verbraucher nicht vollständig absichern und daher Unterversorgung droht → Dieses Risiko ist abhängig von der Höhe der Pönale, die ein wichtiges Designelement im dezentralen Kapazitätsmarkt (DKM) darstellt → Das Versorgungssicherheits-Niveau ist über die Pönale nur indirekt steuerbar (Jedoch sind Pönalen auch im zentralen Kapazitätsmarkt notwendig).
- Ein regelmäßiger Kontrollmechanismus (z. B. Prüfsituation) ist notwendig, um zu überprüfen, ob sich Marktteilnehmer ausreichend abgesichert haben.



Welche sonstigen Gründe sprechen jeweils für bzw. gegen einen zentralen bzw. dezentralen Kapazitätsmarkt?

Diese Frage konnte in der Sitzung am 7. Juni nicht mehr vertieft diskutiert werden. Eine kurze Abfrage unter den Stakeholdern in der Sitzung ergab einen Bedarf über lokale Signale im Rahmen eines Kapazitätsmarktes zu diskutieren. BMWK sicherte zu, das Thema in seine weiteren Planungen mit aufzunehmen. Darüber hinaus gab es keine weiteren Ergänzungen oder Vorschläge.

Diskussionsfragen zu Marktdesignoptionen wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge

Was sind die Herausforderungen bei der Refinanzierung von Lastflexoptionen, Speichern und Kraftwerken im wettbewerblichen Strommarkt? Welche Rolle spielen dabei Langfristverträge und der Terminmarkt?

- Die Bedeutung von Langfristverträgen dürfte zunehmen, wenn weitere steuerbare Kapazitäten aus dem Markt gehen, EE weiter zugebaut werden und damit Preisvolatilitäten tendenziell zunehmen.
- Das Interesse von erneuerbaren Energien zukünftig Marktwerte zu stabilisieren kann einen marktgetriebenen Zubau von Speichern / Lastflexibilität bewirken.
- Der Markt ist grundsätzlich in der Lage, neue Produkte zur Absicherung zu generieren und zu handeln, derzeit ist nur kein allzu großer Bedarf/Nachfrage nach spezifisch ausdifferenzierten Produkten zu beobachten.
- Herausforderung bei der marktlichen Finanzierung ist, ob die damit angereizten Investitionen ausreichen, um das Versorgungssicherheits-Niveau abzusichern.
- Seit der Marktliberalisierung sind auch Investitionen in Kraftwerke getätigt worden, die allein auf einer Finanzierung über den Markt aufbauten.

Wo gibt es ggf. Weiterentwicklungsbedarf an den Langfristmärkten?

Könnten Langfristverträge für Strom zur Refinanzierung von steuerbaren Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher, DSR) genutzt werden und wenn ja, wie? In welchem Umfang kann daraus ein Beitrag zur Investitionssicherheit und Versorgungssicherheit resultieren?

Wie können die langfristigen Absicherungsbedürfnisse von Investoren (bis zu 15-20 Jahre bei Kraftwerken) mit den kurzfristigeren Absicherungshorizonten der Versorger (oft max. 2-3 Jahre) zusammengebracht werden?

(Die Diskussionen zu den drei Fragen waren thematisch teilweise stark miteinander verwoben, sodass die Take-aways hier gesammelt für alle drei Diskussionsblöcke dargestellt werden.)

- Die Herausforderung ist weniger, dass der Markt keine neuen Produkte entwickeln kann, sondern insbesondere, dass es am Markt nicht ausreichend verbrauchsseitige Nachfrage nach Absicherung jenseits eines Zeithorizonts von 2-3 Jahren gibt.
- Diskutiert wurde, ob CfD zukünftig alle Neuanlagen (auch alle steuerbare/brennstoffbasierte Kapazitäten) abdecken sollen/werden. Die Einschätzung ist jedoch, dass dies bei steuerbaren/brennstoffbasierten Anlagen mit Effizienzverlusten (z. B. Verzerrung Dispatch,



Vordefinition Technologiemix) und möglicherweise fehlender Zielgenauigkeit bei der Versorgungssicherheit einhergeht und daher nicht sinnvoll ist.

- Freiwillige Langfristverträge werden als Modell der Absicherung von Investitionen nicht ausgeschlossen. Allerdings ist zweifelhaft, ob solche Langfristverträge allein ausreichend sind, um genug Investitionen abzusichern, die die Versorgungssicherheit gewährleisten können.
- Die theoretische Option einer staatlich induzierten Nachfrage nach Langfristverträgen erhöht letztlich auch den staatlichen Einfluss auf das Stromsystem. In diesem Zusammenhang verringert sich der Freiraum der privatwirtschaftlichen Akteure (z. B. bei der Vertragsausgestaltung).
- Transformationsrisiken ergeben sich auch aus Unsicherheiten der Investoren bzgl. Umfang und Geschwindigkeit einzelner Transformationsprozesse (Verfügbarkeit von H₂, Ausbau erneuerbarer Energien, etc.). Investoren brauchen staatliche Absicherungselemente gegen diejenigen Transformations- und regulatorischen Risiken, die sie nicht selbst absichern können, um Planungssicherheit zu erreichen.
- Zu untersuchen wäre, welche Transformationsrisiken letztlich nicht von den Marktakteuren abgesichert werden können. Zu prüfen wäre, ob es jenseits der bisher diskutierten Marktdesignoptionen noch weitere gibt, die vertieft betrachtet werden sollten.



3.4.4. Vierte Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 16. November 2023: Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts, wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt (Vorschlag Monopolkommission), lokale Signale

Ziel und Ablauf

Ziel der Sitzung war es, die bisherige Diskussion der Marktdesignoptionen abzurunden sowie um Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts zu ergänzen (im Folgenden als „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ bezeichnet). Ein weiteres Ziel war der Austausch zum Vorschlag der Monopolkommission für einen wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt, der ein Hybrid-Modell zwischen zentralen und dezentralem Kapazitätsmarkt darstellt (Monopolkommission, 2023). Darüber hinaus wurde das Thema lokale Steuerung und lokale Signale bei der Finanzierung steuerbarer Kapazitäten und deren Beitrag zur Investitionssteuerung diskutiert. Dies erfolgte auch auf Anregung einiger Stakeholder und ist ein Querschnittsthema mit der AG Lokale Signale. In der Vorbereitung der Sitzung sowie in der Diskussion fanden die Ergebnisse der thematisch überlappenden AG Lokale Signale Eingang.

Diese Themen wurden jeweils durch kurze Inputbeiträge von Consentec zu den Ansätzen eines Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, von der Monopolkommission zu ihrem Vorschlag eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts sowie von Vertretern der ÜNB und Consentec zum Thema lokale Steuerung/ lokale Signale eingeleitet.

Einordnung

Hedgingpflicht

Die EU-Strommarktreform sieht unter anderem eine Hedgingpflicht für Stromversorger vor, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge durch entsprechende Absicherungsverträge sicherzustellen. Hedging bedeutet, dass sich Marktakteure physisch oder finanziell gegen wirtschaftliche Risiken aus ihrer Geschäftstätigkeit absichern. Im Falle von Versorgern zielt die Hedgingverpflichtung darauf ab, dass Verpflichtungen aus langfristigen Lieferverträgen mit Verbraucherinnen und Verbrauchern abgesichert werden. Dies geschieht beispielsweise durch eigene Erzeugungsmöglichkeiten oder ebenso langfristige Strombezugsverträge, Termingeschäfte oder ähnliches. Hintergrund der Hedgingverpflichtung ist das Risiko, dass Versorger ohne eine derartige Absicherung bei Preisanstiegen wie in der Energiekrise möglicherweise ihre Stromlieferverpflichtungen nicht mehr erfüllen können. Solche Absicherungsverträge können auch die Erlösströme für Betreiber von Kapazitäten, die solche Absicherungsverträge anbieten können, verbessern und damit auch Investitionen in steuerbare Kapazitäten anreizen.

Lokale Signale

Lokale Signale spielen eine wichtige Rolle bei der Standortsteuerung neuer Kapazitäten. Neben der Frage der Resource Adequacy (Verfügbarkeit ausreichender Kapazitäten, um jederzeit Angebot und Nachfrage auszugleichen) kommt es auch darauf an, dass die elektrische Energie über die Netze bei den Verbrauchern ankommt, ohne die Netz- und Systemstabilität zu gefährden (Transmission Adequacy). Aus dieser Perspektive sowie auch aus Sicht eines akzeptablen Maßes an Redispatch stellen sich daher auch Fragen, wie die Standorte von Kapazitäten (Erzeuger, aber idealerweise auch Speicher und große Verbraucher wie Elektrolyseure) und die Netze zusammen passen. Demnach ist es wichtig, dass ein relevanter Teil neuer steuerbarer Erzeugungskapazitäten im „netztechnischen“

Süden Deutschlands errichtet werden. Dies ist insbesondere relevant vor dem Hintergrund der schrittweisen Außerbetriebnahme der Kohlekraftwerke in Süddeutschland und auch der technisch begrenzten Restnutzungsdauer von Anlagen in der Netzreserve. Explizite lokale Signale können daher direkte Anreize für eine systemdienliche Standortwahl für Investoren setzen.

Inhalte der Sitzung

Vertreter von Consentec stellten Überlegungen zu einem **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging** vor. Ziel des Konzepts sei es, die Finanzierungsbasis für steuerbare Kapazitäten (insbesondere Spitzenlastkraftwerken) im Rahmen des wettbewerblichen Strommarktes zu stärken, indem man deren Erlösströme absichert. Um dies zu erreichen, soll die europäische Hedgingpflicht ausgedehnt werden auf Produkte zur Absicherung von Preisspitzen. Die Versorger sollen nach dem Vorschlag verpflichtet werden, eingegangene Lieferverpflichtungen nicht nur „mengenmäßig“ bzw. energetisch abzusichern, sondern auch gegen das Risiko von Preisspitzen am Strommarkt. Eine entsprechend ausgestaltete Hedgingpflicht führe zunächst zur Nachfrage nach entsprechenden Hedgingprodukten. Diese bewirke damit auch die Entwicklung und das Angebot entsprechender Hedgingprodukte im Markt. Spitzenlastanlagen können aktuell typische Terminmarktprodukte wie Base- oder Peak-Leistung in der Regel nicht oder nur mit erheblichen Risiken anbieten, da sie meist relativ hohe variable Kosten haben. Im Falle einer entsprechenden Hedgingpflicht für Versorger können die Betreiber dieser Anlagen spezielle Absicherungsprodukte für Preisspitzen anbieten und damit ihre Erlösströme absichern und verbessern.

Die Vertreter von Consentec schlugen als **zusätzliche Option** für eine noch stärkere Absicherung eine **Kombination** derartiger Absicherungsprodukte mit einem risikomindernden, aber nicht vollständig risikobefreienden **Garantiepreis** vor. Eine staatliche Stelle könne diese Preisabsicherung übernehmen. So kann der Gefahr von hohen Preisschwüngen für derartige Absicherungsprodukte vorgebeugt werden. Dieser stabilisierende Effekt könne die (Re-)Finanzierung der Investition erleichtern.

Ansatz 2

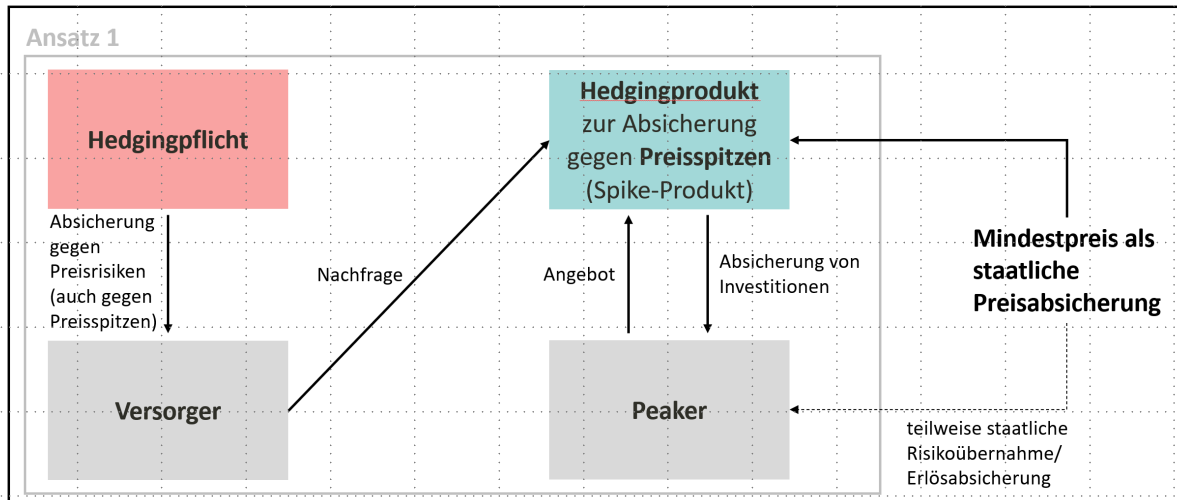


Abbildung 10: Überblick über das Modell eines Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging

Zudem stellten Vertreter von Consentec in der AG-Sitzung auch noch den Ansatz der sogenannten **Operating Reserve Demand Curves (ORDC)** vor. Damit rundeten sie die vorgestellten Marktdesignoptionen für die Finanzierung steuerbarer Kapazitäten ab. ORDC können über graduelle, mit der Knappheit im System ansteigende Preisaufläge im Großhandel dazu beitragen, Investitionssignale aus



Preisspitzen zu verstärken. ORDC kommen unter anderem im texanischen Markt zum Einsatz. Dort werde anders als in anderen US- Märkten bisher kein spezieller Kapazitätsmechanismus genutzt.

Anschließend stellte ein Vertreter der **Monopolkommission** deren **Modell für einen wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt** vor. Dieses sei ein Hybridmodell aus einem dezentralen und einem zentralen Kapazitätsmarkt. Die Monopolkommission halte entgegen ihrer früheren Position einen Kapazitätsmarkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit inzwischen für notwendig. Als Gründe hierfür führte sie an, dass der wettbewerbliche Strommarkt grundsätzlich weiterhin in der Lage sei, ausreichende Investitionsanreize zu setzen, dass jedoch das Risiko regulatorischer Eingriffe individuelle Investitions- und Absicherungsanreize untergrabe. Die Monopolkommission schätze das Risiko regulatorischer Eingriffe gerade nach der Energiepreiskrise als erhöht ein. Hinzu komme die Investitionszurückhaltung im Lichte einer gestiegenen Transformationsdynamik, welche die Politik zusätzlich unter Druck setze und die Glaubwürdigkeit des marktlichen Investitionsumfeldes zusätzlich schwäche. Das vorgeschlagene Hybridmodell kombiniere die Vorteile eines dezentralen Kapazitätsmarktes, insbesondere mit Blick auf Wettbewerb, Innovation und Einbeziehung der Lasten mit einer nachgelagerten zentralen Komponente zur Deckung eines Zusatzbedarfs. Ein weiterer Vorteil dieses Hybridmodells liege aus Sicht der Monopolkommission in der Kombination der Nutzung dezentral vorliegender Informationen über die Entwicklung des mittleren Bedarfs mit der Möglichkeit, Unsicherheiten der Bedarfsschätzung mit der zentralen Komponente zusätzlich abzusichern. So könne die Versorgung auch in extremeren Situationen gewährleistet werden, wozu die einzelnen Akteure keinen ausreichenden Anreiz haben.

Das dritte Thema waren **lokale Signale bei der Finanzierung steuerbarer Kapazitäten**. Vertreter von 50Hertz und Amprion präsentierten stellvertretend für die vier ÜNB marktliche lokale Anreize durch die Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen (Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung und Momentanreserve). Außerdem wurden weitere Instrumente zur Beeinflussung von Standortentscheidungen im Stromsystem vorgestellt. Dazu gehören erstens nicht-monetäre Ansätze wie die Ausweisung netzdienlicher Ausbauregionen für steuerbare Kapazitäten oder die Priorisierung für den Netzanschluss. Zweitens seien monetäre Ansätze denkbar wie die garantierte Vergütung für erwartete Redispatchleistungen (Neubauvorschuss) oder die lokale Beschaffung von Systemdienstleistungen.

Abschließend stellten Vertreter von Consentec mögliche **Ansätze für eine lokale Komponente in Kapazitätsmärkten** vor. Diese seien in zentralen Kapazitätsmärkten tendenziell leichter zu implementieren. Präsentiert wurde die Umsetzung einer lokalen Komponente durch Zugangsvoraussetzungen, die Definition eines regionalen Kernanteils und die Einführung eines Wettbewerbsbonus in einem zentralen Kapazitätsmarkt.

[Diskussion in der AG](#)

Die Diskussion um die Vorschläge von Consentec zur Idee eines **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging** durch eine Ausweitung der europäischen Hedgingpflicht auf Spitzenpreisprodukte verlief sehr offen und interessiert an derartigen Ansätzen. Es wurden die Vorteile einer Absicherung der marktlichen Erlöse in Zeiten von Preisspitzen gesehen, bei gleichzeitigem Erhalt der Vorteile des wettbewerblichen Strommarktes (Wettbewerb, Innovation, Einbindung von Lasten, keine Abschöpfung der Erlöse). Die Investitionssicherheit wurde jedoch nicht so hoch wie bei zentralen Kapazitätsmärkten eingestuft. Bei der Absicherung mit Mindestpreis sei die Investitionssicherheit



höher als ohne Mindestpreis. Es stellten sich allerdings Fragen zur Kontrolle der Hedgingpflicht (Notwendigkeit eines zentralen Registers, etc.) und einer angemessenen Pönalisierung bei Verletzungen der Hedgingpflicht. Die Teilnehmenden diskutierten, ob die Verpflichtung nur mit physisch abgesicherten oder auch mit finanziellen Produkten erfüllt werden könne. Die Vertreterinnen und Vertreter der AG sahen hierbei analog zu sonstigen Hedgingverpflichtungen eine finanzielle Erfüllung als vermutlich ausreichend an; beides sei jedoch denkbar. Ein Blick auf frühere, im Markt angebotene Terminprodukte für Spitzenlaststrom (Cap-Futures) zeige zudem, dass der Markt selbst entsprechende Hedgingprodukte schaffen könne. Eine Vertreterin der EEX wies darauf hin, dass die Einführung neuer Produkte an der Strombörse in der Regel innerhalb einiger Monate umsetzbar sei. Die Liquidität hänge davon ab, welchen Verpflichtungen die Versorger unterliegen, eine Hedgingpflicht könnte die Liquidität stärken. Die Nachfrage nach entsprechenden Produkten müsse daher möglicherweise durch eine Verpflichtung, wie im Ansatz vorgesehen, angeregt werden. Weiterhin adressierte die Diskussion die Auswirkungen auf die Liquidität und die Fragen der genauen Ausgestaltung (Wer wird verpflichtet? Wie wird die Verpflichtung bemessen?) und Erfüllbarkeit der Hedgingpflicht.

Auch wurde die Frage aufgeworfen, ob ein solcher Mechanismus auf beihilferechtliche Bedenken stoßen könne. Die Teilnehmenden erachteten dies bei einer reinen Hedgingpflicht als unwahrscheinlicher als bei einem staatlich garantierten Mindestpreis, bei dem es auf den Umfang der staatlichen Risikoübernahme ankomme.

In der Diskussion über den **Vorschlag der Monopolkommission eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkts** (Hybridansatz) betonten die Teilnehmer, dass sie kein fundamentales Marktversagen des Energy-Only-Markts sehen. Vielmehr stellten sie heraus, dass die derzeitigen regulatorischen Unsicherheiten über Eingriffe der Politik bei zunehmender Transformationsdynamik einen Kapazitätsmarkt erforderlich machen können. Weiterhin wurden die Vorteile eines hybriden Ansatzes, wie von der Monopolkommission vorgeschlagen, diskutiert: Als vorteilhaft im dezentralen Ansatz schätzten sie die Nutzung von Informationen der Nachfrageseite und die Integration von Nachfrageflexibilität ein. Auch diskutierten die Teilnehmenden die Frage, wie Verbraucher/Versorger bei der Erfüllung ihrer Absicherungsverpflichtung mit Unsicherheiten der eigenen Bedarfsprognose umgehen. Sie warfen zudem die Frage auf, wie realistisch es sei, zu einem (überwiegend) dezentralen Kapazitätsmarkt zu wechseln, wenn man mit einer zentralen Beschaffung beginne, wie von der Monopolkommission vorgeschlagen. Zudem war Diskussionsgegenstand, inwieweit die im Modell der Monopolkommission vorgesehene Beschränkung der Laufzeit von Verträgen auf ein Jahr eine ausreichende Sicherheit für Investoren schaffe. Diese Beschränkung sieht die Monopolkommission für den Wechsel von der zentralen in die dezentrale Beschaffung als notwendig an, damit nicht alle Anbieter bereits durch in Vorjahren abgeschlossene langfristige Verträge gebunden seien. In der weiteren Diskussion sprachen die Teilnehmenden mögliche Hürden und die Komplexität eines hybriden Kapazitätsmarktes an. Ein weiteres Thema war eine mögliche Überdimensionierung im dezentralen Element, weil die individuellen Spitzenlasten der einzelnen Verpflichteten nicht alle gleichzeitig auftreten, sodass die Summe aller einzeln abzusichernden Spitzenlasten höher liegen dürfte als die Spitzenlast des Stromsystems.

Im Rahmen des Austauschs über **lokale Signale im Kapazitätsmarkt** betonten die Stakeholder, dass ohne lokale Signale die Standort- und Brennstoffverfügbarkeit eine zentrale Rolle bei der Wahl des Standorts spielen werden. In Bezug auf die Brennstoffverfügbarkeit werde das Wasserstoffnetz in Zukunft einen großen Einfluss haben. Die Teilnehmenden stellten dar, dass die Frage der Förderfähig-



keit und der europarechtlichen Kompatibilität für bestimmte Instrumente eine zentrale Herausforderung sei. Dabei betonten sie auch die kritische Haltung der Europäischen Kommission gegenüber regulatorischen Ansätzen, die lokale Preissignale oder eine Aufteilung der Gebotszone ersetzen.

Des Weiteren besprachen die Stakeholder die Möglichkeit, lokale Signale außerhalb eines Kapazitätsmarkts zu realisieren, wie z. B. beim Neubauvorschuss. In diesem Zusammenhang wurde erörtert, dass eine preisbasierte Standortsteuerung (wie ein Neubau-Vorschuss) Parametrierungsrisiken bergen könnte, die zu einer Über- oder Untersteuerung führen könnte.

Weiterhin diskutierten die Teilnehmenden auch die Möglichkeit der Kombination von lokalen Signalen mit Kapazitätsmärkten. Die Diskussion zeigte, dass lokale Signale (z. B. über einen lokalen Kernanteil) in einem zentralen Kapazitätsmarkt einfacher zu realisieren seien als in einem dezentralen Kapazitätsmarkt. Allerdings könne auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt mit zusätzlichen lokalen Anreizen kombiniert werden. Dies könne beispielsweise umgesetzt werden, indem Kapazitätsverpflichtungen anteilig mit einer bestimmten regionalen Herkunft erfüllt werden müssen.

Take-aways der Sitzung

Diskussion zu Stärkung des wettbewerblichen Strommarktes

Vortrag Consentec: Kapazitätsabsicherungsmechanismus Ansätze zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts („Strommarkt-plus“; im Weiteren auch als „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ bezeichnet.)⁸

Aus dem Vortrag ergaben sich folgende Kernaussagen:

- Neben den bislang diskutierten Optionen eines dezentralen oder zentralen Kapazitätsmarkts sowie einer Fortführung des heutigen Marktdesigns wären auch Ansätze zur Stärkung des heutigen wettbewerblichen Strommarktes denkbar und zu diskutieren.
- Diese Ansätze könnten z. B. eine verstärkte Hedgingpflicht sowie eine Preisabsicherung für geeignete Hedgingprodukte (garantierter Mindestpreis) umfassen.
- Der EU-Vorschlag lässt zur Hedging-Pflicht Ausgestaltungsspielraum und bietet die Möglichkeit, auch die (teilweise) Absicherung von Investitionen in steuerbare Kapazitäten einzubeziehen und damit den wettbewerblichen Strommarkt zu stärken.
- Eine Weiterentwicklung der Hedgingpflicht (s. EU-Marktdesignreform) könnte dabei spezifisch auf die Absicherung gegen Preisspitzen abzielen. Dies könnte dabei helfen, spezifisch die Refinanzierungsmöglichkeiten von Spitzenlastanlagen zu stärken. Dazu bedarf es ggf. neuer Produkte im Terminmarkt.
- Ein staatlich garantierter Mindestpreis für diese Absicherungsprodukte könnte ebenfalls dazu beitragen, die Refinanzierung von Spitzenlastanlagen zu erleichtern, indem der Staat einen Teil des Investitionsrisikos über den garantierten Mindestpreis übernimmt.
- Je nach konkreter Ausgestaltung kann die Kombination aus Hedgingpflicht und Mindestpreis Ähnlichkeiten mit einem (dezentralen) Kapazitätsmarkt aufweisen bzw. von ähnlichen Herausforderungen bei der Parametrierung geprägt sein.

⁸ Für den von Consentec vorgestellten Ansatz zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts aus der Sitzung am 16.11.2023 wird in diesem Bericht der Begriff „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ verwendet.



- Als zusätzliche Option wurde die Möglichkeit zur Einführung einer Operating Reserve Demand Curve (ORDC) vorgestellt, die über einen graduellen Preisaufschlag dazu beitragen kann die Investitionssignale aus Preisspitzen zu verstärken.

Take-aways aus der Diskussion

- Das Konzept zielt darauf ab, die Investitionsanreize des Energy-Only-Markts abzusichern, aber nicht darauf, das Refinanzierungsrisiko der Investition vollständig abzusichern.
- Das Konzept zielt nicht darauf ab, Preisspitzen durch hohe Brennstoffpreise zu vermeiden (kein Instrument, um Input-Krisen zu adressieren).
- Die Ausgestaltung der Hedgingprodukte muss Flexibilität ermöglichen, entweder über nicht abgesicherte (dynamische) Tarife oder über Zugang von Flexibilität auf der Angebotsseite.
- Die Ausgestaltung der Erfüllungskontrolle (z. B. Pönalen, Register) ist wichtig, um sicherzustellen, dass sich die Versorger ausreichend absichern.
- Bei der Ausgestaltung des Mindestpreises wäre zu prüfen bzw. diskutieren, über welchen Zeitraum das Instrument als solches bzw. der in einer Auktion bestimmte Mindestpreis garantiert ist.
- Es wurde diskutiert, in welcher Form die Wälzung des Mindestpreises auf die Endkunden erfolgen sollte: staatlich oder im Rahmen der Beschaffungsstrategien der Versorger.
- Die Einführung neuer Produkte an der Strombörse könnte in der Regel innerhalb einiger Monate umsetzbar sein. Die Liquidität hängt davon ab, welchen Verpflichtungen die Versorger unterliegen, eine Hedgingpflicht könnte die Liquidität stärken (s. Erfahrungen mit Cap-Futures).

Diskussion des Vorschlags der Monopolkommission zur Einführung eines wettbewerblichen Kapazitätsmarktes

Vortrag Monopolkommission: Modell eines wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes

Aus Sicht der Monopolkommission...

- .erscheint der Energy-Only-Markt im Grundsatz als geeignet, Investitionen in steuerbare Kapazitäten zu refinanzieren.
- .bestehen jedoch aktuell verschiedene Unsicherheiten, z. B. hinsichtlich der Entwicklung von Angebot und Nachfrage, der Nachfrageflexibilität und den realen Einsatzzeiten von Spitzenlastkraftwerken.
- ...bedarf es daher eines Kapazitätsmechanismus, um die Unsicherheiten zu adressieren und ggf. daraus resultierende Versorgungssicherheitsrisiken zu vermeiden.
- .haben aber alle bekannten Kapazitätsmechanismen (strategische Reserve, dezentraler und zentraler Kapazitätsmarkt) klare Herausforderungen (z. B. Mengembemessung, Effizienzmindern).
- .erscheint daher eine Kombination aus dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt als geeigneter Ansatz, um die Vorteile des dezentralen Kapazitätsmarktes (Lastflexibilisierung, Wettbewerb) zu nutzen und die Herausforderungen der Mengembemessung zu reduzieren.
- .sollten dabei die Versorger/Verbraucher über einen dezentralen Kapazitätsmarkt auf Basis einjähriger Verträge ihren Basisbedarf mit Zertifikaten abdecken.
- .könnte der Staat einen darüber hinaus gehenden Bedarf über zentrale Ausschreibungen beschaffen.



Take-aways aus der Diskussion

In der Diskussion zu den Vor- und Nachteilen eines Hybridmodells aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt wurde besprochen:

- Es wurde grundsätzlich anerkannt, dass Flexibilitäten in einem dezentralen Kapazitätsmarkt besser berücksichtigt werden können. Das Modell der Monopolkommission zielt darauf ab, diesen Vorteil zu nutzen.
- Es wurde diskutiert, inwieweit ein dezentraler Kapazitätsmarkt in der Lage ist, Portfolio- und Wetterjahr-Effekte mit zu berücksichtigen.
- Zu klären ist, inwieweit der dezentrale Kapazitätsmarkt (Element 1) die Informationslage für die zentrale Beschaffung (Element 2) robust bestimmen kann.
- In dem vorgeschlagenen Konzept einer zentralen Ausschreibung (Element 2) ohne Höchstpreis stellt sich ggf. das Problem der Marktmacht und muss adressiert werden.
- Es wurde diskutiert, inwieweit ein Hybridmodell ggf. mit einer höheren Komplexität aufgrund der zwei Elemente einher gehen könnte.
- Es gab Diskussionen dazu, ob das Risiko von Neuinvestitionen im Fall einer staatlichen Absicherung zwingend über längere Zeiträume abgesichert sein muss, oder ob Ausschreibungen von Einjahresverträgen (wie von der Monopolkommission vorgeschlagen) ausreichend sind, um Investitionen anzureizen und sich die kürzere Laufzeit ggf. in höheren Preisen widerspiegelt.
- Die Analyse der Interaktion zwischen dezentraler und zentraler Komponente im Hinblick auf strategisches Verhalten (z. B. Gaming) muss weiter vertieft werden.

In der Diskussion zu den Chancen und Herausforderungen, die eine schrittweise Implementierung mit sich bringt, wurde besprochen:

- Offen blieb, inwieweit ein Umstieg von einem zentralen Kapazitätsmarkt auf ein dezentrales/Hybrid-Modell politisch realisierbar ist. Es wurde deutlich, dass die Jahresscheiben-Parametrierung in der zentralen Ausschreibung dafür eine Voraussetzung ist.
- Regulatorische und politische Risiken und Parametrierungsherausforderungen sind in jeder Ausgestaltungsform eines Kapazitätsmarktes gegeben.

Diskussion zu lokalen Signalen bei der Finanzierung steuerbarer Kapazitäten

Vortrag der vier ÜNB: Lokale Standortanreize im Stromsystem

Teil 1: Marktliche lokale Anreize durch Beschaffung nicht-frequenzgebundener Systemdienstleistungen

- Eine marktliche Beschaffung von nichtfrequenzgebundenen Systemdienstleistungen (nf-SDL) mit regionaler Differenzierung ist für Schwarzstartfähigkeit, Spannungsregelung und ggf. Momentanreserve geplant.
- Die marktliche Beschaffung von nf-SDL kann daher lokale Signale für die Standortsteuerung von steuerbaren Kapazitäten gemäß den Anforderungen der jeweiligen nf-SDL setzen – ob die daraus entstehenden finanziellen Anreize für eine effiziente Standortsteuerung ausreichen, ist allerdings eher unwahrscheinlich.
- Als Erbringer von nf-SDL sind nicht nur Kraftwerke geeignet und notwendig, sondern auch erneuerbare Energien, Speicher, etc.

Teil 2: Weitere Instrumente zur Beeinflussung von Standortentscheidungen im Stromsystem



- Mittel- und langfristig werden umfangreiche Neuinvestitionen in steuerbare Kapazitäten (Kraftwerke, aber auch Speicher und neue Lasten wie Elektrolyseure) notwendig und erwartet.
- Aus Sicht der ÜNB ist die lokale Standortsteuerung wichtig, um einen Beitrag zum stabilen Netzbetrieb sowie einem effizienten Stromsystem auch in einem dekarbonisierten Stromsystem zu leisten.
- Die lokale Steuerung kann über nicht-monetäre Ansätze wie Ausweisung netzdienlicher Ausbauregionen für steuerbare Kapazitäten oder Priorisierungen beim Netzanschluss erfolgen, sowie über monetäre Ansätze wie lokale Vergütungen (z. B. Beitrag zum Redispatch) oder lokale Beschaffung von Systemdienstleistungen.
- Es wäre jedoch bei der Wahl und Ausgestaltung der Ansätze zu prüfen, ob die lokalen Signale jeweils bereits ausreichend effektiv sind, um eine geeignete Standortsteuerung zu erreichen, und inwieweit es zu Konflikten mit dem europäischen Rechtsrahmen (Sekundärrecht und Beihilferecht) kommen kann.
- Im Falle der Einführung eines Kapazitätsmarktes wäre sicherzustellen, dass eine ausreichende lokale Steuerung erreicht wird.

Vortrag Consentec: Mögliche Ansätze für eine lokale Komponente in Kapazitätsmärkten

- Grundsätzlich sind verschiedene Ansätze zur Einführung einer lokalen Komponente in Kapazitätsmärkten ökonomisch denkbar.
- Eine lokale Komponente kann z. B. durch Zugangsvoraussetzungen, die Definition eines regionalen Kernanteils sowie die Einführung eines Wettbewerbsbonus in einem Kapazitätsmarkt implementiert werden. Dies gilt insbesondere im Fall des Erhalts der einheitlichen deutschen Gebotszone.
- Aus Sicht von Consentec wäre die Definition eines regionalen Kernanteils am zielgenauesten für eine regionale Standortsteuerung, jedoch ist unklar, ob dieser Ansatz beihilferechtlich genehmigungsfähig ist.

Take-aways aus der Diskussion zu beiden Vorträgen

- Ohne lokale Signale werden Standort- und Brennstoffverfügbarkeiten eine zentrale Rolle für die Standortentscheidung von Kraftwerken spielen.
- Es wurde diskutiert, dass eine preisbasierte Standortsteuerung (wie ein Neubau-Vorschuss) Parametrierungsrisiken bergen könnte (Über- oder Untersteuerung).
- Lokale Elemente in einem Kapazitätsmarkt – wie auch in anderen Marktdesign-Optionen – unter gleichzeitiger Beibehaltung der einheitlichen deutschen Gebotszone könnten beihilferechtlich herausfordernd werden.
- Lokale Signale dürften in einem zentralen Kapazitätsmarkt eher zu realisieren sein als in einem dezentralen Kapazitätsmarkt. Auch ein dezentraler Kapazitätsmarkt kann aber mit zusätzlichen lokalen Anreizen kombiniert werden, z. B. aus anderen Marktsegmenten.
- Es sind grundsätzlich bestimmte Ansätze für lokale Signale kombinierbar, z. B. grid-constraint-Ansatz bei der Präqualifikation (wie im belgischen Kapazitätsmarkt) und regionale Kernanteile in der Ausschreibung.



3.5. Sitzungen der Arbeitsgruppe 4: Lokale Signale in den Strommärkten

3.5.1. Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan

Die vorbereitende Sitzung der AG Lokale Signale hat gemeinsam mit der AG Flex stattgefunden. Die Sitzung ist in Abschnitt 3.3.1 dargestellt.

3.5.2. Erste und zweite Sitzung der AG Lokale Signale am 27. und 28. Juni 2023: Lokale Signale im Verteilnetz und Nutzen-statt-Abregeln

Ziel und Ablauf

Ziel der der AG-Sitzung war es, im Stakeholderkreis ein gemeinsames Verständnis über konzeptionelle Grundlagen herzustellen und konkrete Konzeptansätze zu diskutieren.

Die Sitzung begann mit der Vorstellung von sechs Perspektiven auf lokale Signale durch das BMWK, die von den Forschungsnehmern erläutert wurden, gefolgt von einem Impulsvortrag von Neon aus dem Kreis des Forschungskonsortiums zur Wechselwirkung lokaler Preise und zonaler Märkte. Anschließend wurden zwei konkrete Instrumentenkonzepte für Nutzen-statt-Abregeln vorgestellt: Consentec stellte ein Instrument zum Thema „Versteigerung von Überschussstrom“ vor (Neon & Consentec, 2023b). Agora Energiewende stellte am zweiten Tag der Sitzung ein weiteres Instrument zum Thema „Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten“ vor (Neon, 2023). Weitere Vorträge zu zeitvariablen Netzentgelte in der europäischen Praxis (Regulatory Assistance Project) und zu Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit dem Redispatch mit dezentralen Wärmepumpen (TenneT und TransnetBW) ergänzten die Sitzung.

Einordnung

Der Ausbau der deutschen Stromnetze kann mit den zunehmenden Transportbedarfen aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien, der Elektrifizierung in den Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie sowie der Ausweitung des EU-weiten Stromhandels zumindest aktuell kaum mithalten. Dadurch entstehen Netzengpässe auf allen Spannungsebenen, wodurch Marktkraftwerke zum Hoch- und Runterfahren angewiesen und regelmäßig auch EE-Anlagen abgeregelt werden müssen. Die dafür anfallenden Kosten werden über die Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt. Während das Thema Engpassmanagement noch vor rund zehn Jahren nur am Rande die strompolitische Diskussion geprägt hat, steht es heute oft im Mittelpunkt.

Unter dem Schlagwort „Nutzen statt Abregeln“ wird verstanden, Maßnahmen zur örtlichen Nutzung von erneuerbarem Strom umzusetzen, der aufgrund von Netzengpässen ansonsten abgeregelt würde. Damit kann EE-Abregelung vermieden, „grüne“ Wertschöpfung ermöglicht und durch den Ersatz von fossilen Energieträgern die Dekarbonisierung der Wirtschaft befördert werden. Das aktuelle Strommarktdesign mit seiner einheitlichen Gebotszone und über die Zeit konstanten Netzentgelten setzt für „Nutzen statt Abregeln“ grundsätzlich keine Anreize. Oft wurde vorgeschlagen, ergänzend zum zonalen Stromgroßhandel neue lokale Märkte für Flexibilität einzurichten, über die ansonsten abzuregelnder EE-Strom vermarktet und verbraucht werden kann. Dadurch würden sich jedoch die lokalen und zonalen Preise im Großhandel überlagern, was inhärent destruktive Anreize zur Ausnutzung des Marktdesigns setzt. Einfach gesagt: Die Märkte werden gegeneinander ausgespielt, ohne dabei EE-Abregelung zu reduzieren. Lokale Zusatzmärkte in „einfacher Form“ stellen deswegen keine ökonomisch tragfähige Alternative da.



Inhalte der Sitzung

Der Impulsvortrag von Neon zur **Wechselwirkung lokaler Preise und zonaler Märkte** führte aus, dass das aktuelle kostenbasierte Redispatch-Regime (verpflichtende Teilnahme, Entschädigung anfallender Kosten) sich kaum für lastseitige Flexibilität eigne. Lokale Flexibilitätsmärkte, die bereits früher als Lösungsvorschlag diskutiert wurden, hätten drei grundsätzliche Probleme: Marktmacht, Parallelität zum Intraday-Markt und Anreize für strategisches Gebotsverhalten („Increase-Decrease-Gaming“). Dieses strategische Gebotsverhalten führe zu Mehrkosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher und operativen Probleme in der Netzbetriebsführung, weil dieses inhärent engpassverstärkend wirke. Deshalb seien lokale Flexibilitätsmärkte kein Beitrag zu Lösung.

Consentec stellte ein **Instrumentenkonzept für Nutzen-statt-Abregeln (NsA)** vor, bei dem **EE-Überschussstrom versteigert** wird (Neon & Consentec, 2023b). Die ÜNB sollten hierfür zwei Tage im Vorhinein die Menge des abzuregelnden EE-Stroms prognostizieren (mit Sicherheitsabschlägen). Diese Menge versteigerten sie vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes an teilnehmende Lasten. Anders als beim regulären Redispatch erfolge die Beschaffung der hochgeregelten Energiemengen primär am Day-Ahead-Spotmarkt. Der Teilnehmerkreis für das Instrument müsse auf Lasten beschränkt sein, die mit hoher Wahrscheinlichkeit ansonsten keinen Strom in Überschussregion nachgefragt hätten. Ihre „Zusätzlichkeit“ sei entscheidend, denn nur wirklich zusätzlicher Stromverbrauch reduziere wirksam EE-Abregelung und würde Mitnahmeeffekte zulasten der Netzkunden begrenzen. Die Teilnahme am Instrument umfasse deshalb ausschließlich Wärmelasten und auch Elektrolyseure. Der hierdurch bezogene Strom sei bei der Berechnung des Leistungspreises der Netzentgelte herauszurechnen, so dass diesen einem Mehrverbrauch nicht als Hemmnis im Wege stünden. Das Konzept sei insgesamt ein inkrementeller Beitrag zur Lösung eines Problems, der die grundsätzliche Diskussion um lokale Preise nicht ersetzen könne.

Agora Energiewende stellte ein **weiteres Instrumentenkonzept für NsA** vor. Es sieht eine **regionale Absenkung der Netzentgelte** für Verbraucherinnen und Verbraucher in Starkwindzeiten vor, wenn aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz andernfalls viel EE-Strom abgeregelt würde. Damit alle adressierten Verbraucherinnen und Verbraucher reagierten, bedürfe es nicht nur einer Absenkung der Arbeitsentgelte, sondern auch des Ausklammerns der betroffenen Stunden bei der Ermittlung der Leistungsentgelte sowie bei der Berechnung des Netzentgeltrabatts für gleichmäßigen Strombezug. Die dadurch entstehenden regionalen Mindereinnahmen bei Netzentgelten sollten bundesweit gewälzt werden.

Einen **Überblick über Netzentgelte in der europäischen Praxis** und die mit ihrer Einführung verbundenen Ausgestaltungsfragen vermittelte ein Beitrag des Regulatory Assistance Project. Dieser zeigte auf, dass zeitvariable Netzentgelte eine etablierte Entgeltstruktur seien, die viele EU- Nachbarländer eingeführt hätten und für die erste Umsetzungserfahrungen vorlägen. Der Effekt von zeitvariablen Tarifen bzw. Netzentgelten auf die Spitzenlast sei belegt. Die zu erwartenden Auswirkungen seien jedoch abhängig von der konkreten Ausgestaltung.

Vertreter von TenneT und TransnetBW stellten ein **Konzept zum Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern** vor, das als Pilot mit Wärmepumpen bereits praktisch erprobt wurde. Sie berichteten, dass die beiden ÜNB unter dem Titel „Redispatch 3.0“ an der Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement auf der Basis freiwilliger Teilnahme arbeiteten. Das Pilotprojekt „ViFlex“ mit dem Hersteller Viessmann zeige, dass Wärmepumpen bereits heute flexibel steuerbar



seien. Die Vergütung erfolge mit Leistungsprämien. Für das Problem von Fehlanreizen bei arbeitspreisbasierter Vergütung („Inc-Dec-Gaming“) gäbe es jedoch noch keine Lösung.

Diskussion in der AG

In der Diskussion zu dem Tagesordnungspunkt (TOP) Perspektiven auf lokale Signale wurde betont, dass im Rahmen der Diskussion um lokale Signale die Auswirkungen auf das Gelingen des Transformationsprozesses und der Energiewende besonders beachtet werden müssen. Es wurden Sorgen hinsichtlich der Auswirkungen für die Investitionssicherheit der EE und deren Marktwerte geäußert.

Die Diskussion zu den Wechselwirkungen zwischen lokalen Preisen und zonalen Märkten zeigte Einigkeit darin, dass wirtschaftliche Anreize, die Strommarkt und Netzbetrieb belasten, zu vermeiden seien. Die breite Mehrheit teilte die im Vortrag begründete Beobachtung, dass lokale Preise in zonalen Märkten zu systemschädlichem Marktverhalten führen könnten.

In der Diskussion zum Instrumentenkonzept zur „Versteigerung von Überschussstrom“ (Vortrag Consentec) wurde begrüßt, dass das politische Thema NsA jetzt angegangen werde. Das Konzept wurde konstruktiv, aber auch kontrovers diskutiert. Die Rückmeldungen der Teilnehmenden zeigten hohes Interesse, aber auch noch Verständnisfragen sowie Anregungen zur konkreten Parametrierung. Das BMWK stellte klar, dass der Ansatz ein Versuch sei, im gegenwärtigen Marktdesign das politisch zunehmend relevanter werdende Problem der engpassbedingten Abregelung erneuerbarer Energien mit einem gezielten Konzept zu adressieren, ohne einer weitergehenden Diskussion um lokale Preise oder deren Ergebnis vorzuprägen oder anderer Instrumente vorzugreifen. Komplexität, Kosten-Nutzen-Verhältnis, Verteilungseffekte und Eingrenzung der teilnehmenden Lasten wurden von den Teilnehmenden teilweise kritisch hinterfragt. Aus dem Kreis der ÜNB wurde die grundsätzliche technische Machbarkeit der Prognostizierbarkeit von Engpässen und entsprechenden Ausschreibungsmengen zwei Tage im Vorhinein unterstrichen, wobei auf das mögliche Risiko von Prognosefehlern hingewiesen wurde.

Die Diskussion zum Instrumentenkonzept zur „regionalen Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten“ (Vortrag Agora Energiewende) ergab, dass der Ansatz grundsätzlich in der Lage sei, im heutigen System das Ziel „Nutzen statt Abregeln“ zu adressieren, jedoch keine grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik ersetze. Das Konzept wurde als mögliche Pilotimplementierung gesehen, das die Chance biete, den Einsatz von situationsabhängig Netzentgelten auf regionaler Ebene zu erproben. Die Forschungsnehmer wiesen darauf hin, dass das Konzept einer grundlegenden Netzentgeltreform nicht vorgreife und kompatibel mit anderen Reformschritten sei. Der konkrete Ausgestaltungsvorschlag von Agora Energiewende wurde konstruktiv diskutiert, wobei deutlich wurde, dass Detailfragen zur Parametrisierung, Wirkungen (z. B. auf Investitionssicherheit und Verteilungseffekte) und Erweiterungen (z. B. Adressatenkreis) weitere Diskussionen erfordern.

Der Austausch zu zeitvariablen Netzentgelte in der europäischen Praxis machte deutlich, dass variable Netzentgelte mit groben statischen Zeitfenstern ein erster sinnvoller Schritt auf dem Weg zu einer feineren Ausgestaltung sein können. Im Zusammenspiel könnten sie bei geeigneter Parametrierung dazu beitragen, die Erfüllung von Erfordernissen aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und dem Netz zu koordinieren. Die aktuell noch kleinen Flexibilitätspotenziale böten die Chance, zeitnah mit einer Umsetzung zu beginnen, um über die Zeit Umsetzungserfahrungen zu sammeln.



Die Diskussion zum Pilotprojekt zum Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern (Wärmepumpen) unterstrich die Bedeutung der Erschließung kleinerer lastseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement. Es wurde neben der Inc-Dec Thematik auch auf weitere offene Fragen wie z. B. die Koordination mit den Bilanzkreisverantwortlichen sowie der allgemeine Koordinationsaufwand hingewiesen, die für die Skalierbarkeit des Projekts relevant seien.

Take-aways der Sitzung

Tag Eins (27.6.2023)

TOP 2 „Sechs Perspektiven auf lokale Signale“

Aus der Diskussion wurden folgende wissenschaftliche Grundlagen für die weitere Diskussion um lokale Signale festgehalten:

- Engpassfreie Netze („bis zur letzten kWh“) sind weder realistisch noch erstrebenswert.
- Massiver Netzausbau bleibt Priorität, um Engpässe zu minimieren, aber er kann sie nicht alle lösen. Lokale Signale sollten daher den Netzausbau ergänzen, sowohl im Übertragungsnetz wie auch im Verteilernetz.
- Der Preis von Strom kann die tatsächliche Knappheit an einem Ort anzeigen, wenn er nicht nur zonenweit das Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage, sondern auch die Knappheit des Netzes widerspiegelt.
- Lokale Signale können aus dem Strommarkt selbst erwachsen und/oder aus Zusatzinstrumenten.
- Einige Instrumente wirken nur auf Standortentscheidungen, andere (auch) auf den Anlageneinsatz.
- Lokale Signale sind gekennzeichnet durch ein hohes Maß an Freiwilligkeit und individuelle Abwägung. Eingriffe durch Netzbetreiber sind ein notwendiger Bestandteil des Systems. Im weiteren Verlauf der Diskussion ist zu entscheiden, welcher der beiden Ansätze in welchem Umfang zu sachgerechten Lösungen im Einzelfall führt.
- Es wurde betont, dass im Rahmen der Diskussion um lokale Signale die Auswirkungen auf das Gelingen des Transformationsprozesses besonders beachtet werden müssen.

TOP 3: „Lokale Preise und zonale Märkte – Warum die Wechselwirkungen relevant sind“

Aus dem Impulsvortrag von Neon wird festgehalten:

- Das aktuelle kostenbasierte Redispatch-Regime (verpflichtende Teilnahme, Entschädigung anfallender Kosten) eignet sich kaum für lastseitige, netzdienliche Flexibilität.
- Lokale Flexibilitätsmärkte haben drei grundsätzliche Probleme: Marktmacht, Parallelität zum Intraday-Markt und Anreize für strategisches Gebotsverhalten (Inc-Dec-Gaming).
- Inc-Dec-Gaming setzt Anreize zur Engpassverstärkung und führt zu operativen Problemen in der Netzbetriebsführung.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- Die Diskussion zeigte Einigkeit darin, dass wirtschaftliche Anreize, die Strommarkt und Netzbetrieb belasten, zu vermeiden sind. Die breite Mehrheit teilte die im Vortrag begründete Beobachtung, dass lokale Preise in zonalen Märkten zu systemschädlichem Marktverhalten führen können.

TOP 4: „Instrumentenkonzept I für Nutzen-statt-Abregeln: Versteigerung von Überschussstrom“



Aus dem Impulsvortrag von Consentec wird festgehalten:

- Die ÜNB prognostizieren D-2 die Menge des abzuregelnden erneuerbaren Stroms. Diesen versteigern sie vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes an teilnehmende Lasten. Anders als beim regulären Redispatch erfolgt die Beschaffung der hochgeregelten Energiemengen primär am Day-Ahead-Spotmarkt.
- Der Teilnehmerkreis für das Instrument muss auf Lasten beschränkt sein, die mit hoher Wahrscheinlichkeit ansonsten keinen Strom in Überschussregion nachgefragt hätten. So wird sichergestellt, dass echtes „Nutzen-statt-Abregeln“ stattfindet. Die Teilnahme am Instrument umfasst deshalb ausschließlich Wärmelasten und Elektrolyseure.
- Das Instrument soll zu Beginn mit einem Mindest- oder Festpreis und dauerhaft mit einer Pönale bei Nichtverbrauch versehen sein. Im Rahmen des Instruments bezogener Strom ist bei der Berechnung des Leistungsnetzentgelts herauszurechnen, sodass Netzentgelte einem Mehrverbrauch nicht im Weg stehen.
- Das Instrument ersetzt nicht die Diskussion um echte lokale Preise, denn diese würden ein konsistentes Preisgerüst bilden (Forward-Märkte, Day-Ahead- und ID-Märkte), das von allen Marktparteien in der Planung und von den Netzbetreibern bei der Netzbetriebsführung berücksichtigt würde.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- Die Teilnehmenden begrüßen, dass das Thema NsA angegangen wird. Die Rückmeldungen der Teilnehmenden zeigten hohes Interesse, aber auch noch Verständnisfragen sowie Anregungen zur konkreten Parametrisierung, teilweise auch zur grundsätzlichen Diskussion.
- Der Ansatz ist ein Versuch, im gegenwärtigen Marktdesign das politisch zunehmend relevanter werdende Problem der engpassbedingten Abregelung erneuerbarer Energien mit einem gezielten Konzept zu adressieren, ohne eine weitergehende Diskussion um lokale Preise oder deren Ergebnis vorzuprägen oder anderen Instrumenten vorzugreifen. Komplexität, Kosten-Nutzen-Verhältnis, Verteilungseffekte und Eingrenzung der teilnehmenden Lasten wurden teilweise kritisch hinterfragt. Aus dem Kreis der ÜNB wurde die grundsätzliche technische Machbarkeit der D-2 Prognostizierbarkeit von Engpässen und entsprechenden Ausschreibungsmengen unterstrichen, wobei auf das Risiko von Prognosefehlern hingewiesen wurde.

Tag Zwei (28.6.2023)

TOP 2: „Instrumentenkonzept II für Nutzen-statt-Abregeln: Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten“

Aus dem Impulsvortrag von Agora Energiewende werden als Kernbotschaften festgehalten:

- Eine regionale Reduktion der Netzentgelte zu Zeiten großer Abregelung von erneuerbarem Strom steigert die Stromnachfrage und führt zu volkswirtschaftlich sinnvoller Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom.
- Damit alle adressierten Verbraucherinnen und Verbraucher reagieren, bedarf es nicht nur einer Absenkung der Arbeitsentgelte, sondern auch des Ausklammerns der betroffenen Stunden bei der Ermittlung der Leistungsentgelte sowie bei der Berechnung des Netzentgeltrabatts für gleichmäßigen Strombezug.
- Die regionalen Mindereinnahmen sollten bundesweit gewälzt werden.
- Relevante Parameter wie Schwellen, Zeitpunkte und regionale Abgrenzungen sollten in Zusammenarbeit mit Marktakteuren und Netzbetreibern festgelegt werden.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:



- Der Ansatz ist grundsätzlich in der Lage, im heutigen System das Ziel „Nutzen statt Abregeln“ zu adressieren. Er ersetzt jedoch nicht eine grundlegende Reform der Netzentgelt-systematik.
- Als mögliche Pilotimplementierung bietet der Ansatz die Chance, den Einsatz von situati-onabhängigen Netzentgelten auf regionaler Ebene zu erproben.
- Das Konzept ist „richtungssicher“, d. h., es greift keiner grundlegenden Netzentgeltreform vor und ist kompatibel mit anderen Reformschritten.
- Der konkrete Ausgestaltungsvorschlag von Agora Energiewende wurde konstruktiv disku-tiert, wobei deutlich wurde, dass Detailfragen zur Parametrisierung, Wirkungen (z. B. In-vestitionssicherheit und Verteilungseffekte) und Erweiterungen (z. B. Adressatenkreis) weitere Diskussionen erfordern.

TOP 3: „Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen“

Kernaussagen des Impulsvortrags vom Regulatory Assistance Project waren:

- Zeitvariable Netzentgelte sind eine etablierte Entgeltstruktur, die viele EU-Nachbarländer eingeführt haben und für die erste Umsetzungserfahrungen vorliegen.
- Der Effekt von zeitvariablen Tarifen bzw. Netzentgelten auf die Spitzenlast ist belegt; die zu erwartenden Auswirkungen sind jedoch abhängig von der Ausgestaltung.
- Um aus dem großen Spektrum der Designoptionen die richtigen Gestaltungsentscheidun-gen zu treffen, müssen Ziele und Prinzipien von zeitvariablen Netzentgelten bestimmt wer-den.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- Die Ausgestaltungsmöglichkeiten bei zeitvariablen Netzentgelten sind vielseitig und kom-plex. Es braucht ein Monitoring, um Auswirkungen zu evaluieren.
- Variable Netzentgelte mit groben statischen Zeitfenstern, wie im Vortrag diskutiert, kön-nen ein erster sinnvoller Schritt auf dem Weg zu einer feineren Ausgestaltung sein. Dabei sollten Anforderungen an Verständlichkeit, Transparenz und Umsetzbarkeit für die Ver-brucherseite berücksichtigt werden.
- Die Wirkung der Anreize aus variablen Netzentgelten ist nicht unabhängig von Stromprei-sen und anderen Preiskomponenten zu sehen. Im Zusammenspiel können sie bei geeigne-ter Parametrierung dazu beitragen, die Erfüllung von Erfordernissen aus dem Zusammen-spiel von Angebot und Nachfrage und dem Netz zu koordinieren.
- Auch aktuell noch kleine Flexibilitätspotenziale bieten die Chance, zeitnah mit einer Um-setzung zu beginnen, um über die Zeit Umsetzungserfahrungen zu sammeln.

TOP 4: „Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen“

Kernaussagen des Impulsvortrags TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH waren:

- Zunehmend fehlende Redispatch-Leistung insbesondere in Süddeutschland ist für die si-echere Übertragungsnetzbetriebsführung eine Herausforderung und macht die Erschlie-ßung neuer Potenziale für das Engpassmanagement erforderlich.
- TenneT und TransnetBW arbeiten unter dem Titel „Redispatch 3.0“ an der Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement auf der Basis freiwilliger Teil-nahme.
- Das Pilotprojekt „ViFlex“ von TenneT, TransnetBW, 50 Hertz und Viessmann zeigt, dass Wärmepumpen bereits heute flexibel steuerbar sind.
- Für das Problem von Fehlanreizen bei arbeitspreisbasierter Vergütung (Inc-Dec-Gaming)



gibt es noch keine Lösung, was jedoch angesichts der kleinen Volumina teilnehmender Lasten im Pilotprojekt kein Problem darstellt.

- Weitere Herausforderungen für eine Skalierung des Ansatzes ist die Koordinierung mit Verteilnetzbetreibern.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- Die Diskussion zu dem Pilotprojekt unterstrich die Bedeutung der Erschließung kleinerer lastseitiger Flexibilitäten für das Engpassmanagement und zeigte neben der Inc-Dec-Thematik weitere offene Fragen, wie z. B. die Koordination mit den Bilanzkreisverantwortlichen sowie der allgemeine Koordinationsaufwand, die für die Skalierbarkeit des Projekts relevant sind.
- Um Pfadabhängigkeiten zugunsten einer Steuerung allein durch Anlagenhersteller und damit potenziellen Wettbewerbsproblemen entgegenzuwirken, sind offene Schnittstellen notwendig.



3.5.3. Dritte Sitzung der AG Lokale Signale am 16. Oktober 2023: Gebotszonenkonfiguration

Ziel und Ablauf

Zu Beginn der Sitzung stellte BMWK klar, dass mit der Diskussion des kontroversen Themas „Gebotszonenkonfiguration“ kein Wechsel der bekannten Position der Bundesregierung verbunden sei. Dennoch sei es notwendig, die eigenen Bewertungen fortlaufend zu überprüfen und die Vor- und Nachteile der Gebotszonenkonfiguration objektiv und wissenschaftsbasiert zu bewerten. Dies sei Ziel und Anspruch der Sitzung.

Der erste Teil der Sitzung befasste sich mit konzeptionellen, ökonomischen und netzbetrieblichen Fragen sowie mit dem europäischen Bidding Zone Review Prozess. Zunächst stellte ein Vertreter von Neon die energiewirtschaftlichen Grundlagen und Kriterien zur Bewertung einer Neukonfiguration der Gebotszone vor sowie erste Argumente aus Sicht der Wissenschaft für und wider eine Neukonfiguration. Anschließend präsentierte ein Vertreter von Amprion stellvertretend für die vier deutschen ÜNB den Stand der Arbeiten im europäischen Bidding Zone Review Prozess. Ein Vertreter der Europäischen Kommission stellte deren Sicht auf das Thema Gebotszonenkonfiguration dar, gefolgt von einem Vertreter der Stiftung Umweltenergierecht, der eine Einordnung aus Sicht des EU-Rechts vornahm. Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum) beleuchtete das Thema Gebotszonenkonfiguration aus wissenschaftlicher Perspektive. Abschließend stellte ein Vertreter von TenneT die Sicht der vier ÜNB mit Blick auf den Netzbetrieb dar.

Im zweiten Teil der Sitzung wurden die relevanten Argumente rund um die Gebotszonenfrage von den Stakeholdern gemeinsam in einem „Werkstattformat“ in vier Gruppen jeweils mit Blick auf die Themen EE, Verteilungseffekte, regionale Investitionssteuerung und Engpassmanagement diskutiert. Als Ergebnis arbeiteten die Gruppen die Herausforderungen und mögliche Lösungen im Falle einer Gebotszonenkonfigurationen mit einer Zone oder mehreren Zonen heraus.

Ziel des dritten Teils der Sitzung war es, einen Blick auf aktuelle empirische Studien zur Gebotszonenkonfiguration zu werfen und die sich daraus ergebenden Schlussfolgerungen zu diskutieren. Als Schlaglichter aus der Empirie zum Thema Gebotszonenkonfiguration wurden Studien von Agora Energiewende, Aurora Energy Research, Thema Consulting Group sowie von Silvana Tiedemann (Hertie School) und Mareike Jentsch (Fraunhofer IEE) vorgestellt.

Einordnung

Beschränkte Netzkapazitäten werden im Großhandelsmarkt nur an den Grenzen der Gebotszonen berücksichtigt und bewirtschaftet. Innerhalb eines Marktgebietes, d.h. einer Gebotszone ist der Strompreis immer einheitlich, da Netzengpässe nicht berücksichtigt werden.

Deutschland hat eine einheitliche Preiszone bzw. Stromgebotszone (gemeinsam mit Luxemburg). Der Strompreis auf dem Großhandelsmarkt ist daher in jeder Viertelstunde in diesem Marktgebiet einheitlich. Engpässe im Stromnetz führen jedoch dazu, dass nicht immer alle sich aus dem marktlichen Stromhandel ergebenden Stromtransportbedarfe physisch umgesetzt werden können. Diese Netzengpässe werden in der Preisbildung am Großhandelsmarkt innerhalb einer Gebotszone grundsätzlich nicht abgebildet. Stattdessen werden sie außerhalb des Marktes durch die Netzbetreiber im Redispatch-Prozess gelöst.



Gebotszonenübergreifender Handel wird im europäischen Market Coupling nur bis zu einer Obergrenze ermöglicht, die sich u. a. aus der Kapazität der grenzüberschreitenden Stromleitungen (Interkonnektoren) ergibt. Netzengpässe zwischen Gebotszonen bilden eine Knappheit und die Nutzung der Interkonnektorenkapazität hat daher für den Zweck einer effizienten Bewirtschaftung einen Preis. Netzengpässe innerhalb von Gebotszonen werden hingegen erst nachgelagert zum Großhandelsmarkt vom Netzbetreiber u. a. über Redispatch-Maßnahmen gelöst (s.u.).

In Europa sind Gebotszonengrenzen häufig identisch mit den Grenzen der Nationalstaaten. Die skandinavischen Länder und Italien dagegen verfügen über mehrere Gebotszonen innerhalb eines Landes. International gibt es noch deutlich feiner aufgelöste Preiszonen. In einigen Ländern (u. a. US-amerikanische Märkte) gelten sogenannte Knotenpreise (Nodal Pricing), in denen die Preisbildung für jeden einzelnen Netzknotenpunkt erfolgt.

Mit dem zunehmenden EE-Ausbau, der nicht immer in geografischer Nähe der großen Lastzentren stattfindet, und einer zunehmenden Elektrifizierung des gesamten Energiesystems (über die Sektorenkopplung) treten in Zusammenhang mit der einheitlichen Gebotszone in Deutschland Herausforderungen auf: Redispatch-Volumina und -Kosten steigen, ebenso die Menge an abgeregeltem Erneuerbaren-Strom.

Gebotszonen machen das sog. Engpassmanagement über Redispatch durch Netzbetreiber notwendig. Redispatch ist eine Maßnahme der Netzbetreiber, um einen Netzengpass im Übertragungsnetz zu beseitigen. Dafür weist ein ÜNB Anlagen auf beiden Seiten des Netzengpasses an: Auf der einen Seite wird typischerweise eine Erzeugungsanlage eingesenkt, während auf der anderen Seite ein Kraftwerk seine Leistung erhöht. So wird das Handelsergebnis trotz Netzengpässen im System abgebildet. Die im Redispatch eingesetzten Kraftwerke werden für die Kosten vergütet bzw. abgeregelte Anlagen für die entgangenen Einnahmen am Strommarkt entschädigt. Die daraus entstehenden Kosten für den Redispatch werden über die Netzentgelte an die Endverbraucherinnen und -verbraucher weitergegeben.

Inhalte der Sitzung

Die AG-Sitzung griff die komplexen und kontroversen Fragestellungen zum Thema **Gebotszonenkonfiguration** auf. Ein Vertreter von Neon führte in die Thematik ein und stellte fest, dass gewichtige Argumente für und gegen eine Neukonfiguration der deutsch-luxemburgischen Gebotszone sprechen, darunter Verteilungseffekte, regionale Investitionssteuerung und Kompatibilität mit dem EE-Hochlauf. Das vielleicht wichtigste Argument für eine Gebotszonenneukonfiguration sei das effizientere Engpassmanagement. Bei steigendem Erneuerbaren-Ausbau und zunehmender Flexibilität, mit der der Netzausbau nicht Schritt halte, würden Redispatch-Volumina, als auch die Kosten weiterwachsen. Bei einer Neukonfiguration der Gebotszone könne der Strommarkt mehr Anlagen zur Engpassentlastung über den Markt einbeziehen, als es Netzbetreibern derzeit mit Redispatch möglich ist (zusätzlich z. B. Speicher, Lasten, ausländische Kapazitäten). Argumente gegen die Neukonfiguration seien vor allem Risiken in Bezug auf den Erhalt der hohen Liquidität auf den Spot- und Terminmärkten, die für einen intensiven Wettbewerb und damit ein robustes Preissignal Sorge.

Anschließend präsentierte eine Vertreterin von Amprion stellvertretend für die vier ÜNBs den **Bidding Zone Review-Prozess**. Der Bidding Zone Review-Prozess sei ein regelmäßiger europäischer Prozess zur Überprüfung und ggf. Anpassung von Gebotszonengrenzen durchgeführt von den europäischen ÜNBs bzw. ENTSO-E. Gemäß der EU-Strommarktverordnung (2019/943) sollen die Gebotszo-



nengrenzen auf langfristigen strukturellen Engpässen im Übertragungsnetz beruhen. Die modellgestützte Studie „EU Bidding Zone Review folge den teils strengen europäischen Methodenvorgaben und lege den Fokus auf Deutschland. Die Arbeiten seien hochkomplex und dauern an. Die Ergebnisse der Studie seien nicht vor Herbst 2024 zu erwarten, das betrachtete Jahr sei 2025.

Ein Vertreter der Europäischen Kommission (Generaldirektion Energie) stellte die **Sicht der Europäischen Kommission auf die Gebotszonenfrage** dar. Die EU-Strommarktverordnung schreibe vor, dass die ÜNB mindestens 70 % der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität für den europaweiten Stromhandel zur Verfügung stellen müssen. Ein Teil der EU-Länder, darunter auch Deutschland, seien noch weit von der Erfüllung dieses Kriteriums entfernt. Die Entscheidung über eine Gebotszonenteilung läge, sofern die Mitgliedsstaaten nicht zu einer einheitlichen Position bezüglich der Umsetzung der Ergebnisse des Bidding Zone Review kämen, letztlich bei der Europäischen Kommission.

Ein Vertreter der Stiftung Umweltenergierecht **ordnete das Thema Gebotszonensplit rechtlich** ein. Er vertrat abweichend zum Vortrag der Europäischen Kommission den Standpunkt, dass ein Neuzuschnitt der Gebotszone gegen den Willen Deutschlands unionsrechtlich nur nach den Vorgaben der Energiebinnenmarkt-VO, nicht aber nach der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung EU 2015/1222) erfolgen könne. Eine Verpflichtung zur Gebotszoneneuconfiguration sei nur dann möglich, wenn die Mindesthandelskapazität für den grenzüberschreitenden Handel in Höhe von 70% bzw. bis 2025 deren linearer Anstiegspfad gemäß „Aktionsplan Gebotszone“ (BMWK, 2020) nicht eingehalten wird. Das BMWK stimmte dieser Rechtsauffassung zu. Es wies darüber hinaus drauf hin, dass sich Deutschland auf dem linearen Anstiegspfad der Mindesthandelskapazität für grenzüberschreitenden Handel befinde.

Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum) präsentierte die **akademische Perspektive zum Thema Gebotszonenteilung**. Aus wissenschaftlicher Sicht seien mehrere Preiszonen in Deutschland vorteilhafter. Jedoch hingen effektive Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen stark von der richtigen Wahl des Gebotszonenzuschnitts sowie von der Kapazitätsberechnung im grenzüberschreitenden Handel ab. Vor dem Hintergrund der überwiegenden Vorteile spreche einiges dafür, sich einer europäischen Initiative zur Gebotszonenteilung nicht fundamental entgegenzustellen.

Ein Vertreter von TenneT trug für die deutschen ÜNB die **Sicht der Netzbetriebsführung** vor. Kernbotschaft seines Impulsvortrags war, dass das zunehmend von EE-Erzeugung dominierte Stromsystem energiemarktliche Lösungen benötige, um die zunehmenden Herausforderungen für das Stromnetz effektiv zu adressieren. Kurzfristig seien aber auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln, um komplexe operative Prozesse zu beherrschen und auch grenzüberschreitenden Redispatch auf EU-Ebene sinnvoll zu ermöglichen.

Anschließend widmeten sich **vier parallele Kleingruppen** (siehe Tabelle 2 bis Tabelle 5) in einem Werkstattformat den Themenfeldern regionale Investitionssteuerung von steuerbaren Kapazitäten, Verteilungseffekte für Verbraucher, EE-Ausbau und Engpassmanagement. Die Stakeholder erarbeiteten je ein Tableau zu den Herausforderungen und Lösungen einer einheitlichen Gebotszone gegenüber mehreren Gebotszonen in Deutschland.

Im nächsten Teil der Sitzung wurden empirische Schlaglichter aus aktuellen Studien vorgestellt, vielfach mit Fokus auf ökonomische Effekte (Strompreise, EE-Marktwerte etc.) Die Runde eröffnete ein Vertreter der Agora Energiewende mit einer **Analyse anderer europäischer Länder**, die ihre Gebotszonen aufgeteilt haben. Aus den Erfahrungen der nordischen Länder mit mehreren Gebotszonen



zeige sich, dass Gebotszonenteilungen dort zur Reduzierungen des Redispatch-Bedarfs geführt hätten. Andererseits ginge dort eine Aufteilung einher mit einer abnehmenden Liquidität im Großhandel und damit weniger Absicherungsmöglichkeiten am Terminmarkt.

Vertreterinnen von Aurora Energy Research stellten deren **Modellrechnungen zu Szenarien einer Neukonfiguration der Gebotszone** vor. Sie zogen das Fazit, dass im Falle mehrerer Gebotszonen in Deutschland die innerdeutschen Preisunterschiede für 2030 im Endverbraucherpreis für die energieintensive Industrie signifikant seien, aber kompensiert werden könnten. Eine Neukonfiguration der Gebotszonen könne zudem insbesondere zu großen Vorteilen für die Produktion grünen Wasserstoffs in Norddeutschland führen, da die Elektrolyseure von günstigeren Strompreisen profitierten und die Bedingungen des delegierten Rechtsaktes grüner Wasserstoff leichter erfüllten.

Silvana Tiedemann (Hertie School) und Mareike Jentsch (Fraunhofer IEE) stellten **Analysen zu Marktwerten erneuerbarer Energien** unter verschiedenen Szenarien einer Neukonfiguration der Gebotszone (Gebotszonenteilung) für das Jahr 2030 dar. Sie stellten heraus, dass die unterstellte Gebotszonenteilung die EE-Marktwerte im Norden weiter reduziere. Im Süden stabilisiere eine Neukonfiguration die Marktwerte und mithin die Förderkosten etwas. Sollte die Neukonfiguration eine regionale Steuerungswirkung auf den EE-Zubau haben, müsse der gebotszonenübergreifende Marktwert bei der Berechnung der auszahlenden Förderung als Referenzmarktwert angelegt werden.

Ein Vertreter der Thema Consulting Group stellte deren **Modellrechnungen zur Neukonfiguration der Gebotszone** dar. Er leitete aus seinen Modellanalysen ab, dass eine Aufteilung der Preisgebotszone zu einem signifikanten Preisunterschied zwischen Nord- und Süddeutschland insbesondere für das erste modellierte Jahr 2024 führen würde mit entsprechenden Auswirkungen auf die Marktwerte EE und Märkte in Nachbarländern. Der Preisunterschied verkleinere sich laut der Modellergebnisse in Richtung 2030. Durch die niedrigeren Preise in Norddeutschland reduziere sich insbesondere der Marktwert von Windenergie in Norddeutschland und auch die Preise in weiteren nordeuropäischen Gebotszonen würden absinken. Höhere Preise in Süddeutschland wiederum setzen sich teilweise auch nach Südeuropa fort.

[Diskussion in der AG](#)

Die Diskussionen waren in zwei Tagesordnungspunkte strukturiert. Zum einen gab es intensive und konstruktive Diskussionen im Rahmen des Werkstattformats in den vier oben genannten Kleingruppen zu den Themenfeldern regionale Investitionssteuerung von steuerbaren Kapazitäten, Verteilungseffekte für Verbraucher, EE-Ausbau und Engpassmanagement. Die Diskussionen wurden in tabellarischer Form dokumentiert. Die Stakeholder haben jeweils ein Tableau aus Herausforderungen und Lösungen für die Szenarien einer einheitlichen Gebotszone und mehrerer kleiner Gebotszonen erarbeitet:



Themenfeld 1 – Regionale Investitionssteuerung von steuerbaren Kapazitäten

Leitfrage: Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf regionale Investitionsanreize steuerbarer Kapazitäten?

Tabelle 2: Von den Teilnehmenden der Sitzung in der Kleingruppenarbeit erarbeitetes Ergebnistableau zum Themenfeld 1

	Herausforderungen	Lösungen
Einheitliche Gebotszone in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Keine lokalen Anreize aus Strommarkt bzw. keine regionale Investitionssteuerung, keine Anreize für steuerbare Leistung (Kraftwerke, Flexibilisierung von Lasten) im Süden • Insbesondere mit Blick auf systemdienliche Standorte Elektrolyseure • Kein Markt für Engpassmanagement (Investitionsanreiz) • Redispatch: keine Technologieneutralität / keine Abwägung groß vs. Kleine Technologien -> mehr Bedarf steuerbarer Kapazitäten 	<ul style="list-style-type: none"> • Förderprogramme mit lokaler Komponente in Engpassregionen (z. B. Elys, Kraftwerksstrategie) bzw. in anderen Instrumenten (wie Kapazitätsmarkt) • Förderung Co-Location (EE-Ausbau und Lasten) • Ordnungsrecht / Pönalen als Steuerungselement • Lokal differenzierte Netzanschlussentgelte (Baukostenzuschuss stärker netzdienlich ausbilden oder tiefe Netznutzungsentgelte) • Entscheidung Netzanschlussgewährung ÜNB • Vortäuschen eines Gebotszonensplits
Mehrere Gebotszonen in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Investitions- und Planungssicherheit wg. fraglicher Stabilität Gebotszonenkonfiguration • Reduzierung Liquidität im Terminhandel (?) - verschärft sich mit der Anzahl Zonen • Auswirkungen auf regionale Wettbewerbsfähigkeit • Herausforderung unzureichende H₂-Infrastruktur (N-S Transport) 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbauplanung transparenter und partizipativer gestalten (wegen großer Marktwirkung Netzausbau) • Virtual Trading Hubs (?) • Langfristverträge und PPA schaffen Planungssicherheit



Themenfeld 2 - Verteilungseffekte für Verbraucher

Leitfrage: Welche Herausforderungen ergeben sich hinsichtlich Verteilungseffekte für Verbraucher und welche Lösungsansätze sind vorstellbar?

Tabelle 3: Von den Teilnehmenden der Sitzung in der Kleingruppenarbeit erarbeitetes Ergebnistableau zum Themenfeld 2

	Herausforderungen	Lösungen
Einheitliche Gebotszone in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Ungleiche Verteilung der Kosten des Netzengpassmanagements (befreit / nicht-befreit von NNE)</i> • <i>Verteilungsgerechtigkeit nicht nur geographisch, sondern auch sektoral</i> • <i>Was ist der Maßstab für Verteilungsgerechtigkeit? Wenn Verursachergerechtigkeit, dann: Kosten des Stroms werden aktuell nicht korrekt widerspiegelt</i> • <i>[Regulatorische Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Zonenneuzuschnitt]</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Beteiligung der Industrie an Redispatchkosten</i> • <i>Gewünschte Verteilungswirkung erreichen durch Anpassung der NNE-Systematik (vertikale und/oder regionale Wälzung)</i>
Mehrere Gebotszonen in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Preisdifferenzierung Nord < Süd</i> • <i>Verteilungseffekte sind idR immer auch Anreize</i> • <i>Herausforderungen für Haushalte kleiner, für stromintensive Industrie größer (da größere relative Änderung), dazwischen Kontinuum (Preiseffekte)</i> • <i>Ggf. könnte zukünftig Strompreiskompensation Effekte auf Industrie ggf. mindern, da Norden CO2-arm</i> • <i>Umgang mit bestehenden Langfristverträgen (PPA, Forward, KW-Scheibe)</i> • <i>[Regulatorische Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Zonenneuzuschnitt]</i> • <i>[Neue PPAs werden im Süden teurer]</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Kompensation durch langfristige Übertragungsrechte</i> • <i>Industrie an sinkenden RD-Kosten beteiligen</i> • <i>Industriestrompreis</i> • <i>Italienisches Modell (Übertragbarkeit unklar)</i> • <i>Gesamtkostensenkung schafft Spielraum für Kompensationsmaßnahme: "Der Kuchen wird größer" (unterschiedliche Meinungen)</i> • <i>Verbraucher können Verteilungseffekte durch Flexibilisierung mindern</i> • <i>Kompensationsmaßnahmen sollten Anreize erhalten (Effizienz + Flexibilität)</i>



Themenfeld 3 – Ausbau von Erneuerbaren

Leitfrage: Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf den Ausbau von erneuerbaren Energien, z. B. auf deren Refinanzierung und Fördermechanismen?

Tabelle 4: Von den Teilnehmenden der Sitzung in der Kleingruppenarbeit erarbeitetes Ergebnistableau zum Themenfeld 3

	Herausforderungen	Lösungen
Einheitliche Gebotszone in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Lenkungswirkung für Standorte von Erzeugern und Nachfragern über Strompreise • Engpässe entstehen und werden nicht transparent • Beihilferechtliche Probleme mit Standortsteuerung • Lokalisierung (Standorte) Sektorenkopplung 	<ul style="list-style-type: none"> • Explizite Standortsteuerung über Quotierung (ETC), ggf. Beihilferechtlich schwierig • Netzausbau • Veränderte Kompensation Redispatch-Maßnahmen für Neuanlagen • Gesteuerter netzdienlicher Einsatz von Großbatterien Standortsteuerung • NsA zeitvariable Netzentgelte
Mehrere Gebotszonen in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbauziele EE, vor allem Offshore, ggf. gefährdet, Investitionsunsicherheit (Neubau) • Finanzierung 0 Cent Gebote Offshore-Ausbau (Bestand) • Potenziell fehlende Robustheit der Preissignale, Zuschnitt ggf. nicht konstant über Zeit • Erzeuger ziehen sich ggf. von Terminmärkten zurück • Möglicherweise marktbasierter Abregelung bei EE • Geringere Ausbausignale für Flexibilität, ggf. aber auch geringerer Bedarf • Lenkungswirkung durch Flächenverfügbarkeit begrenzt 	<ul style="list-style-type: none"> • Viele genannte Herausforderungen kann man mit geeigneten Fördersystemen kompensieren • Lenkungswirkung für den EE-Ausbau • Erleichterte gebotszonenspezifische Steuerung • Financial Transmission Right (FTR) für Offshore-Wind



Themenfeld 4 – Engpassmanagement

Leitfrage: Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf das Engpassmanagement, z. B. hinsichtlich Systemsicherheit und Redispatchkosten?

Tabelle 5: Von den Teilnehmenden der Sitzung in der Kleingruppenarbeit erarbeitetes Ergebnistableau zum Themenfeld 4

	Herausforderungen	Lösungen
Einheitliche Gebotszone in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Redispatchkosten und Netzentgelte • Dispatheffizienz geringer • Mehrbedarf an Redispatchressourcen (überlinearer Anstieg) • Fehlende regionale Anreize für Erzeuger und Verbraucher • Steigenden Prognosefehler durch mehr EE (mit und ohne Split), aber von höherem Redispatch-Grundniveau 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau • Gerechte Verteilung der Netzentgelte • Zeit-„variable“ Netzentgelte • Mehr marktliche Ansätze jenseits Split für netzdienlichen Dispatch • Mehr dezentrale Flexibilität für Redispatch nutzen • KWS mit regionaler Steuerung
Mehrere Gebotszonen in Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Verteilungseffekte, da marktbedingte EE-Abregelung nicht vergütet wird • Geringere Anreize für BZ-übergreifenden Netzausbau • Liquider ID-Markt mit ausreichenden XB-Kapazitäten • Einrichtung der Gebotszonen führt zu Anpassungskosten • Regelmäßige Änderungen der Gebotszonenkonfiguration zu erwarten 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau • Anpassung der Gebotszone an Entwicklung der Netzengpässe (aber sorgt für Marktunsicherheit) • EU-Reform 70 % minRAM? • Metrik der BNetzA bei Netzentwicklungsprüfung anpassen (Wohlfahrtskriterium statt Engpassstunden zählen)

Im Anschluss an den Austausch in diesen vier Kleingruppen wurden die zentralen Erkenntnisse mit allen Teilnehmenden diskutiert.

Die nachfolgende Diskussion zur Bedeutung möglicher Preisunterschiede zwischen verschiedenen deutschen Gebotszonen setzte auf den zuvor präsentierten Modellstudien auf. Ein Stakeholder zitierte Preisunterschiede von maximal 11 Euro/MWh aus einer Modellierungsstudie, was für Haushalte beispielsweise im Vergleich zu Unterschieden in Netzentgelten nicht von Bedeutung sei. Für die stromintensive Industrie, die z. T. kaum Netzentgelte zahle, fielen derartige Preisunterschiede jedoch stark ins Gewicht und müssten in Kompensationsmechanismen möglicherweise berücksichtigt werden.

Teilnehmende äußerten die Befürchtung, dass eine Neukonfiguration der Gebotszone die Anreize für den Netzausbau verringern könne. Darauf wurde erwidert, dass die Relevanz dieser Befürchtung in der Praxis fraglich sei. Letztlich unterliege der Netzausbau einem stark regulatorischen Prozess und könne unabhängig von der Konfiguration der Gebotszone vorangetrieben werden. Bei einer Neukon-



figuration der Gebotszone entstünde zudem ein starkes Interesse an einem beschleunigten Netzausbau unter jenen Gruppen, die mit höheren Strompreisen konfrontiert wären (bspw. der energieintensiven Industrie im Süden). Demgegenüber hätten Gruppen, die von niedrigeren Strompreisen in einer Gebotszone profitieren, kein Interesse an beschleunigten Netzausbau (Industrie im Norden).

Die Diskussion berührte die Frage des möglichen Zeitplans für eine Neukonfiguration der Gebotszone nach dem Bidding Zone Review (BZR)-Prozess. Eine ÜNB-Vertreterin antwortete, dass die Ergebnisse des BZR-Prozesses zwar für das dritte Quartal 2024 geplant seien, sich jedoch vermutlich bis 2025 verzögern werden. Darauf werden verschiedene Fristen für ÜNB und Mitgliedstaaten anschießen, sodass mindestens ein Zeitraum von drei bis vier Jahren ab heute für eine Entscheidung und Umsetzung einer möglichen Neukonfiguration der Gebotszone einzuplanen sei.

Ein Stakeholder merkte an, dass Virtual Trading Hubs wie sie im EU-Marktdesignreform vorgeschlagen seien im Forward Markt das befürchtete Problem illiquider Forward-Märkte nicht lösen können. Man habe in Skandinavien gesehen, dass diese nicht gut funktionieren. Ein anderer Stakeholder entgegnete, dass dies auch daran läge, dass es im genannten Beispiel keine durch Netzbetreiber besicherten Kapazitäten zwischen den Zonen gegeben habe. Aus der skandinavischen Erfahrung können daher keine generellen Erkenntnisse zur Funktionalität von Virtual Trading Hubs abgeleitet werden.

In Bezug auf die Auswirkung einer Neukonfiguration der Gebotszone auf Marktwerte wurde in der Diskussion präzisiert, dass die EE-Marktwerte laut Studien bei höherer Marktdurchdringung der EE ohnehin sinken werden. Im Falle einer Neukonfiguration der Gebotszone werden die Marktwerte im Süden jedoch etwas stabilisiert, im Norden gegenüber dem Basisfall (kein Gebotszonensplit) aber stärker sinken.

Einige Teilnehmende merkten an, dass eine Neukonfiguration der Gebotszone vor allem verbrauchsseitig Auswirkungen entfalten werde, u. a. mit Blick auf Standortanreize von Elektrolyseuren. Für die Erlöse konventioneller Kraftwerke seien die Preisunterschiede verschiedener Zonen jedoch zu vernachlässigen. Die Preisunterschiede kommen v. a. aus windstarken Stunden zustande, in denen allenfalls wenige konventionelle Kraftwerke im Markt seien.

Take-aways der Sitzung

TOP 1 - Fachliches Warmup

- In seinem einleitenden Vortrag hält ein Vertreter von Neon Neue Energieökonomik fest, dass gewichtige Argumente für und gegen eine Teilung der deutschen Gebotszone sprechen, darunter Verteilungseffekte, regionale Investitionssteuerung und Kompatibilität mit dem EE-Hochlauf. Das vielleicht wichtigste Argument für eine Zonenteilung sei das effizientere Engpassmanagement, weil der Strommarkt mehr Anlagen netzdienlich steuern könne als die Netzbetreiber mit Redispatch (z. B. Speicher, Lasten, ausl. Kapazitäten). Das vielleicht wichtigste Argument gegen eine Zonenteilung sei der Erhalt der hohen Liquidität auf dem Spot- und Terminmarkt, der für einen intensiven Wettbewerb und ein robustes Preissignal Sorge.

TOP 2 - ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen

- Kernaussage des von einer Vertreterin von Amprion vorgestellten Impulsvortrags der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber war, dass die modellgestützte Studie "EU Bidding Zone Review" den teils strengen Methodenvorgaben von ACER folge und einen Fokus auf Deutschland lege. Die Arbeiten seien hochkomplex und dauerten an. Eine Empfehlung für die Beibehaltung oder Anpassung der aktuellen Gebotszonenkonfiguration würde nicht vor Herbst 2024 ausgesprochen.



- Ein Vertreter von (DG ENER)⁹ der Europäischen Kommission erläuterte in seinem Statement, dass ein Teil der EU-Länder, darunter auch Deutschland, noch weit von der Erfüllung des 70 %-Kriteriums entfernt seien und dass die Entscheidung über die Gebotszonenteilung, sofern die Mitgliedsstaaten nicht zu einer einheitlichen Position bezüglich der Umsetzung der Ergebnisse des Bidding Zone Review kommen, letztlich bei der Europäischen Kommission läge.
- Ein Vertreter der Stiftung Umweltenergierecht vertrat abweichend den Standpunkt, dass ein Neuzuschnitt der Gebotszone gegen den Willen Deutschlands unionsrechtlich nur nach den Vorgaben der EBM-VO¹⁰, nicht aber nach der CACM-VO¹¹ erfolgen kann, und zwar nur dann, wenn die schrittweise Handelsöffnung gemäß "Aktionsplan Gebotszone" nicht eingehalten wird, was jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern überprüft wird.

TOP 3 - Impulse aus Wissenschaft und Netzbetrieb

- In seinem Impulsvortrag schlussfolgerte Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum), dass die Vorteile mehrerer Preiszonen gegenüber der augenblicklichen Situation aus wissenschaftlicher Sicht überwiegen. Jedoch hängen effektive Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen sehr stark von der richtigen Wahl der Gebotszonen sowie der Kapazitätsberechnung im zonenübergreifenden Handel ab. Vor diesem Hintergrund spreche einiges dafür, sich einer europäischen Initiative nicht fundamental entgegenzustellen.
- Die Sicht der Netzbetriebsführung wurde von einem Vertreter von TenneT für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber vertreten. Kernbotschaft seines Impulsvortrags war, dass das zunehmend von EE-Erzeugung dominierte Stromsystem energiemarktlche Lösungen benötige, um die zunehmenden Herausforderungen im Stromnetz zu bewältigen. Kurzfristig seien aber auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln, um die komplexen operativen Prozesse zu beherrschen.

TOPs 4 & 5 – Werkstattformat

Die Mitschrift des Werkstattformats ist nicht Teil der Take-aways, werden aber dokumentiert.

TOP 6 - Empirische Schlaglichter aus der Wissenschaft

- Kernaussage des Vortrags eines Vertreters von Agora Energiewende war, dass mit Blick auf die Erfahrungen der nordischen Länder eine Gebotszonenteilung in Deutschland das Redispatch-Problem lindern würde. Andererseits müsse aufgrund derselben Erfahrungen vor einer abnehmenden Absicherungsmöglichkeit am Terminmarkt gewarnt werden.
- Eine Vertreterin und ein Vertreter von Aurora Energy Research zogen aus ihren empirischen Modellrechnungen das Fazit, dass die innerdeutschen Preisunterschiede im Endverbraucherpreis eine Größenordnung hätten, die abnehmerseitig primär für die energieintensive Industrie erheblich sei und kompensiert werden könne. Eine Preiszonentrennung führe zu großen Vorteilen für die Produktion grünen Wasserstoffs in Norddeutschland.
- Silvana Tiedemann (Hertie School) und Mareike Jentsch (Fraunhofer IEE) stellen auf Grundlage ihrer Berechnungen heraus, dass eine Gebotszonenteilung die Marktwerte der erneuerbaren Energien im Norden weiter reduziert, während sie im Süden die Marktwerte gegenüber einem Szenario ohne Teilung und mithin die Förderkosten etwas stabilisiere.

⁹ Generaldirektion Energie

¹⁰ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt

¹¹ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement



Sollte die Zonenteilung eine regionale Steuerungswirkung auf den Erneuerbaren-Zubau haben, müsse bei der Berechnung der auszahlenden Förderung der zonenübergreifende Marktwert als Referenzmarktwert angelegt werden.

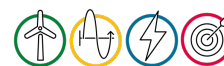
- Ein Vertreter der Thema Consulting Group leitete aus seinen Modellanalysen ab, dass eine Aufteilung der Preisgebotszone zu einem erheblichen Preisunterschied zwischen Nord- und Süddeutschland führen würde, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Marktwerte für erneuerbare Energien und Märkte in Nachbarländern.

Zusammenfassende Übersicht: Pro/Kontra Gebotszonenteilung

Unabhängig von der Gebotszonenfrage ist der weitere Netzausbau unerlässlich.

Hinweis: Die folgenden Argumente sind nicht abschließend und geben die Diskussion schlagwortartig wieder. Die Reihenfolge der beinhaltet keine Gewichtung.

Für eine Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone spricht	Für eine Teilung der Gebotszone spricht
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Liquidere Spot- und Terminmärkte weisen hohes Wettbewerbsniveau auf <ul style="list-style-type: none"> ○ bietet ausreichend Absicherungsmöglichkeiten ○ senkt Risiko von Marktmacht-Missbrauch ▪ Stabilität (einer an Nationalstaatsgrenzen orientierten Gebotszone) unterstützt Investitionssicherheit ▪ Geringeres wirtschaftliches Risiko für EE-Ausbau im Norden aufgrund stabilerer Marktwerte und weniger Stunden mit negativen Preisen ▪ Vermeidung von Umstellungskosten <p>Zu den folgenden Punkten gab es Diskussionsbedarf in der Sitzung und weiteren Diskussionsbedarf:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Sicherung gleichwertiger Lebens- und Wettbewerbsbedingungen in Deutschland ▪ Vermeidung gesamtgesellschaftlicher Verteilungsdebatten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Weniger Redispatch, weil Teil der Netzentlastung über Marktpreise koordiniert wird ▪ Effizienterer Dispatch, weil über Marktpreise mehr Anlagen erreicht werden als im Redispatch (Lasten, Speicher, ausl. Anlagen) ▪ Bessere Gewährleistung der System-sicherheit (Komplexität von Redispatch in großer Zone mit zunehmendem EE-Anteil immer höher) ▪ Stärkt Flexibilitätsoptionen für regionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ▪ Systemdienliche Standortanreize für Investitionen, z. B. Elektrolyseure in Überschussregionen und Erzeugungskapazitäten, darunter auch erneuerbare Energien, in Knappheitsregionen <p>Zu den folgenden Punkten gab es z. T. Diskussionsbedarf in der Sitzung und weiteren Diskussionsbedarf:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Weniger Widerstand aus Europa; geringere Bindung politischen Kapitals auf EU-Ebene



4. Ergebnisse der Online-Umfrage – Ein Stimmungsbild der Stakeholder zu den Instrumentenoptionen

4.1. Ziel und Ablauf



In den AG-Sitzungen der PKNS wurden verschiedene Instrumente für ein Strommarktdesign für ein klimaneutrales Stromsystem diskutiert. Die Stakeholder der Plattform haben dabei die Instrumente vertieft diskutiert sowie die jeweiligen Chancen und Herausforderungen der Instrumente herausgearbeitet. Um die größten Chancen und Herausforderungen der Instrumente zu identifizieren, konnten die Stakeholder ihre Meinung in einer Online-Umfrage kundgeben. Die Ergebnisse der Online-Umfragen wurden in der vierten Plenumsitzung am 11.12.2023 vorgestellt. Sie geben ein Stimmungsbild der Stakeholder zu diesen Instrumenten wieder.

Für die Bewertung nutzten die Teilnehmenden die zuvor gemeinsam in der übergreifenden AG-Sitzung erarbeiteten Bewertungskriterien (siehe Abschnitt 3.1.2). Sie ermöglichen eine strukturierte Bewertung der Instrumente. So konnten die Stakeholder den Instrumenten diejenigen Bewertungskriterien zuordnen, die in besonderem Maße erfüllt (Chance) oder nur unzureichend erfüllt werden (Herausforderung). Die Umfrage nahm somit die wichtigsten Chancen und Herausforderungen in den Blick. Die Teilnehmenden konnten dazu pro Instrument jeweils maximal vier Kriterien als Chancen und vier als Herausforderungen benennen. Sie hatten zudem die Möglichkeit, ihre Auswahl durch einen sehr kurzen Text zu begründen. Diese Erläuterung vereinfachte die Auswertung und Interpretation der Ergebnisse. Auch bei inhaltlichen Überschneidungen zwischen Kriterien oder mehrdeutigen Kriterien wurde so eine robuste Auswertung gewährleistet.



4.2. Inhalte der Umfrage und Zusammenfassung der Ergebnisse

In den Umfragen wurden abhängig vom Diskussionsstand je AG zwischen einem und fünf Instrumenten bewertet. Es konnte jeweils eine Person pro AG und Institution teilnehmen. Die in den Online-Umfragen bewerteten Instrumente sind in Tabelle 6 gelistet.

Tabelle 6: Übersicht der bewerteten Instrumente und genutzten Bewertungskriterien in den einzelnen Arbeitsgruppen

Arbeitsgruppe	Bewertete Instrumente	Genutzte Bewertungskriterien
 AG EE	<ul style="list-style-type: none"> Produktionsabhängiger CfD stündlich Produktionsabhängiger CfD monatlich/jährlich Capability-based CfD Financial CfD Absicherungsinstrument für PPA 	Siehe spezifische Bewertungskriterien der AG EE (Box „AG EE“ in den Take-aways im Abschnitt 3.1.2)
 AG Flex	<ul style="list-style-type: none"> Dynamische Stromtarife (dynamische Beschaffungskomponente) 	Siehe allgemeine Bewertungskriterien (Box „Übergreifende Take-aways“ in den Take-aways im Abschnitt 3.1.2) und spezifische Bewertungskriterien (Box „AG Flex“ ebenda)



 AG Steuerbare Kapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> • Heutiger wettbewerblicher Strommarkt • Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging • Dezentraler Kapazitätsmarkt • Zentraler Kapazitätsmarkt • Wettbewerbsgesteuerter Kapazitätsmarkt (Vorschlag Monopolkommission) 	Siehe spezifische Bewertungskriterien der AG Steuerbare Kapazitäten (Box „AG Steuerbare Kapazitäten“ in den Take-aways im Abschnitt 3.1.2)
 AG Lokale Signale	<ul style="list-style-type: none"> • Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone • Neukonfiguration der Gebotszone • Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten 	Siehe spezifische Bewertungskriterien der AG Lokale Signale (Box „AG Lokale Signale“ in den Take-aways im Abschnitt 3.1.2)

Die Umfrage zur **AG EE** stellte verschiedene CfD-Varianten sowie Absicherungsinstrumente für PPAs zur Abstimmung. Die Ergebnisse zeigen eine große Einigkeit unter den Teilnehmenden, dass aufgrund der Marktwerttrisiken für EE eine Preisabsicherung notwendig ist. Darüber hinaus herrscht jedoch ein uneinheitliches Meinungsbild zu den Chancen und Risiken der Instrumente für eine solche Preisabsicherung. Alle Instrumente haben laut Stakeholdern jeweils Chancen und Risiken. Übergreifend benannten die Teilnehmenden die Systemdienlichkeit und Marktintegration erzeugungsabhängiger CfD-Designs (stündlich, monatlich, jährlich) als Herausforderung. Bei innovativen erzeugungsunabhängigen CfD-Designs werden diese Aspekte dagegen mehrheitlich als Chance gesehen. Ein einheitliches Stimmungsbild geben die Teilnehmenden zu Absicherungsinstrumenten für PPAs ab. Diese werden in der Umfrage als „No-Regret“-Instrument mit hohen Chancen eingeschätzt.

In der Umfrage zur **AG Flex** wurde das Instrument dynamische Tarife bewertet. Die Teilnehmenden stimmen darüber überein, dass dynamische Tarife deutlich mehr Chancen als Herausforderungen aufweisen. So weisen die Stakeholder den Beitrag dynamischer Tarife zur Kosten- und Systemeffizienz als größte Chance aus. Im Vergleich zu den Chancen zeigt sich bei den benannten Herausforderungen ein deutlich diverseres Bild. Lediglich das Kriterium gerechte Kostenverteilung wird ausschließlich als Herausforderung angesehen. Andere Kriterien werden sowohl als Herausforderung als auch als Chance eingeschätzt.

Die Stakeholder der **AG Steuerbare Kapazitäten** bewerteten verschiedene Designoptionen für Kapazitätsmärkte, Hybridformen (Vorschlag der Monopolkommission), den Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (Konzept von Consentec) und den wettbewerblichen Strommarkt. Die Ergebnisse der Umfrage zeigen ein breites und differenziertes Meinungsbild. Alle Designoptionen weisen laut Ergebnissen spezifische Chancen und Herausforderungen auf.





Die Umfrage zur **AG Lokale Signale** behandelte die Frage einer Neukonfiguration der Gebotszone sowie das Instrument der regionalen Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten. Unter den Stakeholdern herrscht Einigkeit, dass eine Form der lokalen Signale notwendig ist. Keine Einigkeit besteht jedoch zu der Frage, wie diese ausgestaltet sein sollten. Allgemein betonen die Befragten mehr Chancen in der Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone und mehr Herausforderungen in einer Neukonfiguration. Bei der Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone sehen die Stakeholder die Vermeidung



von Disruption sowie die Implementierbarkeit als größte Chance. Als größte Herausforderung bei der einheitlichen Gebotszone wurden die Effektivität der Standort- und Dispatchsteuerung, sowie die Minimierung negativer Effekte auf Nachbarländer benannt. Für die Neukonfiguration nennen die Stakeholder die Systemstabilität und die Effektivität der Standort- und Dispatchsteuerung als größte Chance, wohingegen die Implementierbarkeit und die mit einer Teilung einhergehende Disruption als größte Herausforderung benannt werden. Bei der regionalen Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten wurde von den Stakeholdern bei den Chancen die lokale Akzeptanz des Instruments und die Minimierung negativer Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien am häufigsten genannt. Als Herausforderungen wurden Implementierbarkeit und Minimierung der Risiken auf die Netzbetriebsführung am häufigsten genannt.

Die **Anzahl an Teilnehmenden** der Umfrage blieb deutlich unter der Gesamtanzahl an Stakeholdern in den AGs zurück. An den Umfragen nahmen zwischen 13 und 17 Stakeholder je AG teil, siehe auch Tabelle 7. Aufgrund dieser vergleichsweise geringen Anzahl an Teilnehmenden ist die Umfrage nicht repräsentativ, wenngleich sie ein gutes Meinungsbild wiedergibt.

Tabelle 7: Übersicht der Anzahl an Rückmeldungen in den Umfragen der einzelnen Arbeitsgruppen

Arbeitsgruppe	Anzahl Teilnehmende
 AG EE	16
 AG Flex	17
 AG Steuerbare Kapazitäten	13
 AG Lokale Signale	17
Rückmeldungen insgesamt (inkl. Dopplungen über AGs hinweg)	63

4.3. Arbeitsgruppe 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien

4.3.1. Ergebnisse der Online-Umfrage

Die Teilnehmenden der AG EE haben fünf in der AG diskutierten Instrumente (siehe Tabelle 6) bewertet. Die verwendeten Bewertungskriterien sind in Abschnitt 3.2.1 beschrieben.

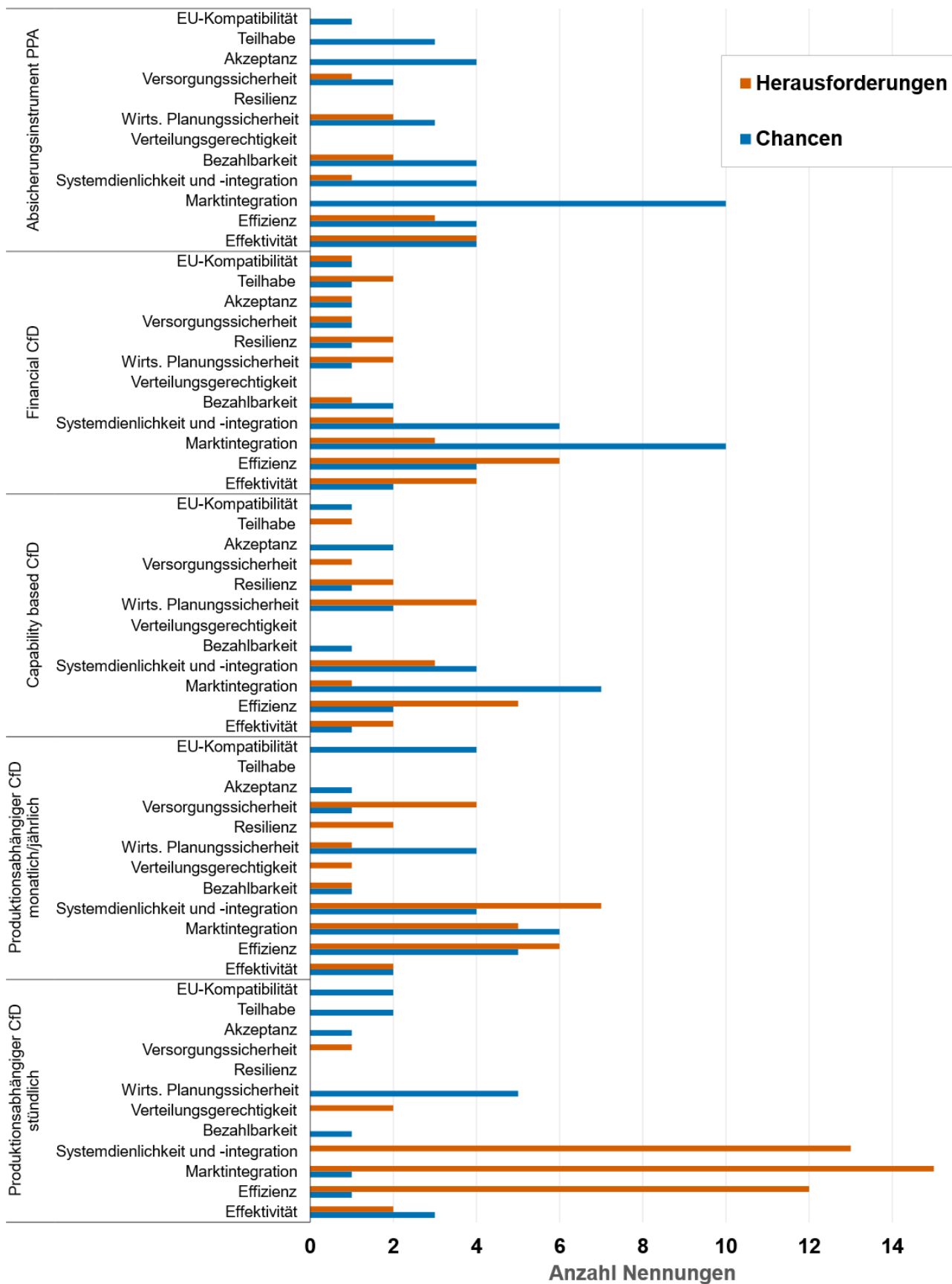


Abbildung 11: Vergleich der Nennungen von Chancen und Herausforderungen in der Stakeholder-Umfrage zu den Instrumenten der AG EE



Zu den Instrumenten gaben die Teilnehmenden folgende Einschätzung ab (siehe Abbildung 11):

Die Teilnehmenden bewerten den **stündlichen CfD** eher einheitlich. Sie sehen überwiegend und recht deutliche Herausforderungen bei Effizienz, Marktintegration und Systemdienlichkeit und -integration. Chancen des stündlichen CfD liegen nach der Umfrage insbesondere in der wirtschaftlichen Planungssicherheit.

Bei produktionsabhängigen CfD mit einer Referenzperiode von **mindestens einem Monat** werden demgegenüber mehr Chancen bei der Effizienz, Marktintegration und der Systemdienlichkeit gesehen. Auch bei der EU-Kompatibilität und bei der wirtschaftlichen Planungssicherheit werden Chancen gesehen. Allerdings bewerten die Teilnehmenden das Instrument sehr unterschiedlich in Bezug auf Effizienz, Marktintegration, Systemdienlichkeit und -integration.

Laut Umfrage bieten produktionsunabhängige CfD (**Capability-based CfD** und **Financial CfD**) große Chancen für die Marktintegration. Dabei schneidet der Financial CfD bezüglich der Marktintegration nochmals besser ab als der Capability-based CfD. Während der Financial CfD auch im Hinblick auf die Systemdienlichkeit und -integration durchweg positiv bewertet wird, ist die diesbezügliche Rückmeldung zum Capability-based CfD etwas zurückhaltender. Die Teilnehmenden sehen bei beiden Instrumenten allerdings Herausforderungen bezüglich ihrer Effizienz und Effektivität.

Die Mehrzahl der Teilnehmenden der Umfrage verbindet mit **Absicherungsinstrumenten** für **PPA** mehr Chancen als Herausforderungen. Insbesondere bei der Marktintegration wurden überwiegend Chancen gesehen. Zudem sehen die Teilnehmenden keine oder wenige Herausforderungen bei der Akzeptanz von Absicherungssystemen für PPA. Uneinig sind sie sich bezüglich der Effektivität und Effizienz derartiger Absicherungsinstrumente.

4.3.2. Einordnung der Ergebnisse

Die Umfrageergebnisse spiegeln die intensiven Diskussionen der AG EE gut wider. Die unterschiedlichen Perspektiven zeigen sich auch darin, dass die Teilnehmenden einige der Kriterien sowohl als Chance als auch als Herausforderung einstufen.

Die Teilnehmenden sehen wirtschaftliche Planungssicherheit als Vorteil von stündlichen CfDs. Sie weisen aber auch darauf hin, dass das Instrument deutliche Herausforderungen bei der Marktintegration und der Effizienz hat. Im Hinblick auf Marktintegration und Effizienz schneidet ein produktionsabhängiger CfD mit mindestens monatlicher Referenzperiode deutlich besser ab als der CfD mit stündlicher Referenzperiode. Dahingegen bewerten die Teilnehmenden produktionsunabhängige CfDs positiver im Hinblick auf Systemdienlichkeit und Systemintegration. Verschiedene Stakeholder merkten an, dass die Ausgestaltung der produktionsunabhängigen CfDs allerdings noch klarer definiert werden müsse, damit diese eindeutiger bewertet werden könnten. Zentrales Beispiel sei die Definition der Referenzanlage. Für eine weitergehende Bewertung sollten die CfD-Varianten also zunächst stärker ausdifferenziert werden.

Die Teilnehmenden sehen Absicherungsinstrumente für PPAs positiv in Hinblick auf Marktintegration. Es wird jedoch infrage gestellt, ob die alleinige Nutzung von Absicherungsinstrumenten für PPA ausreichend effektiv ist, um die Ziele für erneuerbare Energien zu erreichen.



4.4. Arbeitsgruppe 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen

4.4.1. Ergebnisse der Online-Umfrage

Die Stakeholder der AG Flex bewerteten in der Online-Umfrage die Maßnahme „Einführung dynamischer Tarife“. **Dynamische Tarife** beziehen sich dabei auf eine dynamische Beschaffungspreiskomponente.

Die Ergebnisse der Umfrage (siehe Abbildung 12) zeigen mehr Chancen als Herausforderungen für die Einführung dynamischer Tarife. Die Teilnehmenden sehen die Kriterien Kosteneffizienz, Beitrag zur Systemeffizienz sowie Versorgungssicherheit und Resilienz durchweg positiv. Diese drei Kriterien werden auch insgesamt am meisten genannt. Die Teilnehmenden schätzen zudem die folgenden Kriterien überwiegend als Chance ein: Verursachungsgerechtigkeit, Effektivität, Dekarbonisierung, Bezahlbarkeit. Weitere Kriterien werden vereinzelt als Chance gesehen, in vielen Fällen jedoch ohne eindeutiges Bild mit Benennung sowohl als Chance als auch als Herausforderung.

Gemäß den Teilnehmenden ist die wichtigste Herausforderung der Einführung dynamischer Tarife die gerechte Kostenverteilung. Dieses Kriterium wird als einziges ausschließlich als Herausforderung angesehen. Darüber hinaus zeigt sich kein einheitliches Bild für die Herausforderungen. Die Herausforderungen haben zudem überwiegend weniger Nennungen als die Chancen. Mehrere Kriterien sind sowohl als Chance als auch als Herausforderung benannt: Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Akzeptanz durch Risikoreduktion, Bezahlbarkeit und Teilhabe.

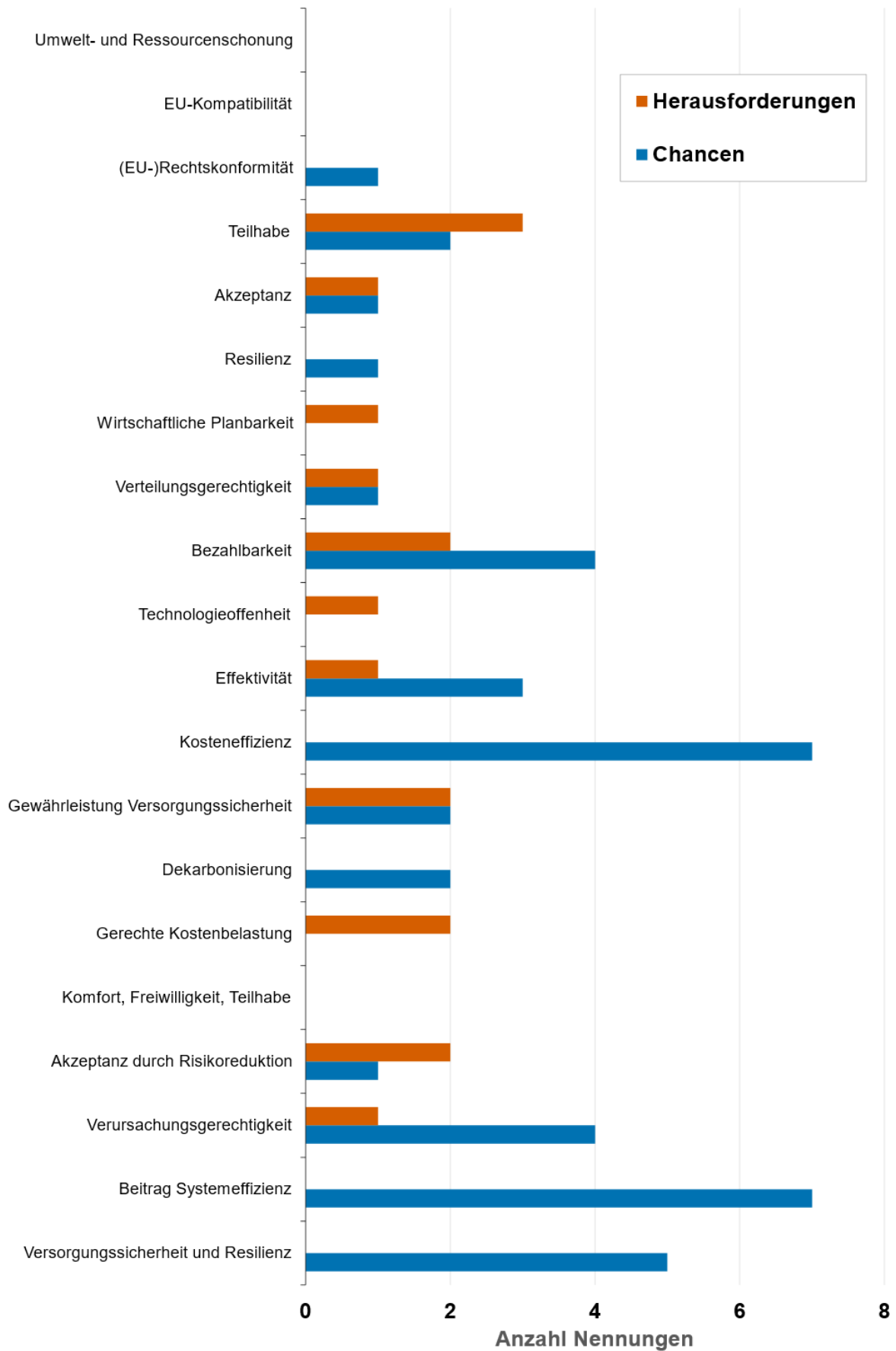


Abbildung 12: Vergleich der Nennungen von Chancen und Herausforderungen in der Stakeholder-Umfrage zu dem Instrument der AG Flex



4.4.2. Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisse der Online-Umfrage reflektieren weitgehend den wissenschaftlichen Stand zu **dynamischen Tarifen**. Dort werden dynamische Tarife zur systemdienlichen Hebung von Flexibilitätpotenzialen als ein wichtiger Baustein der Energiewende angesehen. Die Diskussionen im Rahmen der AG Flexibilität waren zuvor kontroverser verlaufen, als die Umfrageergebnisse nahelegen, die insgesamt eher ein homogeneres Meinungsbild reflektieren.

Dynamische Tarife können lastseitige Flexibilität in das Stromsystem integrieren. Die benannten Chancen verweisen entsprechend auf die systemische Wirkung dynamischer Tarife. So gaben die Teilnehmenden den (kosten-) effizienteren Systembetrieb auch am häufigsten als Chance an. Schließlich kann sich die Nachfrage dank dynamischer Tarife der EE-Erzeugung anpassen, da dynamische Tarife die Nachfrage in Zeiten hoher Preise bzw. geringem (EE-)Stromangebot senken können. Dementsprechend stellt ein Beitrag zur Versorgungssicherheit eine weitere der benannten Chancen dar.

Weiterhin setzen dynamische Tarife die Endkundinnen und -kunden stärker den Großhandelsstrompreisen aus. Dies reizt damit ein Verhalten an, welches sich am Systemzustand orientiert. Hieraus ergibt sich ein Beitrag zur Verursachungsgerechtigkeit als Chance: Denn durch dynamische Tarife zahlen diejenigen Endkundinnen und -kunden höhere Preise, die in Zeiten geringer (EE-)Stromerzeugung Energie verbrauchen und damit tendenziell Erzeugungsengpässe verschärfen.

Die Teilnehmenden benannten Bezahlbarkeit überwiegend als Chance. Es gab jedoch auch Stimmen, die die Bezahlbarkeit als Herausforderung sehen. Diese Diskrepanz ergibt sich aus unterschiedlichen Perspektiven: In der Systemperspektive tragen dynamische Tarife zu Effizienz und Bezahlbarkeit bei (Chance). Aus der Perspektive einzelner Endkundinnen und -kunden kann ein dynamischer Tarif neben dem Potenzial zur individuellen Kostenoptimierung (Chance) auch potenziell zu Mehrkosten führen (Herausforderung). Dies kann der Fall sein, wenn Endkundinnen und -kunden keine flexiblen Anlagen besitzen und steuern oder keine Absicherungsmechanismen gegen anhaltend hohe Börsenstrompreise existieren.

Die unterschiedlichen Perspektiven der Teilnehmenden kann auch die uneinheitlichen Bewertungen für die Kriterien Akzeptanz durch Risikoreduktion und Teilhabe erklären. Ein durchmisches Bild zeigt sich ebenfalls bei dem Kriterium Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Dies kann mit den verschiedenen Teilaspekten des Themas zusammenhängen. So senken dynamische Tarife tendenziell die Residuallast durch eine flexiblere Nachfrage im Markt. Andererseits können dynamische Tarife potenziell Herausforderungen beim Betrieb des Verteilnetzes verstärken.

4.5. Arbeitsgruppe 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung

4.5.1. Ergebnisse der Online-Umfrage

Die Stakeholder der AG Steuerbare Kapazitäten bewerteten in der Online-Umfrage die fünf in den AG-Sitzungen diskutierten Marktdesignoptionen (siehe Tabelle 6).

Insgesamt ist das Ergebnis der Umfrage sehr differenziert (siehe Abbildung 13). Bei allen Marktdesignoptionen werden sowohl Chancen als auch Herausforderungen gesehen. Lediglich beim zentralen Kapazitätsmarkt ergibt sich in der Umfrage eine leichte Tendenz hin zur Nennung von mehr Chancen als Herausforderungen.



Die Teilnehmenden der Umfrage sehen tendenziell als Stärken des **heutigen wettbewerblichen Strommarktes**, dass er eine flexible Anpassung des Strommixes im Laufe der Zeit erlaubt, auch unter Berücksichtigung von Speichern und Lastflexibilität. Er ermöglicht aus ihrer Sicht ein hohes Maß an Technologieoffenheit und damit Kosteneffizienz. Mit der Kosteneffizienz geht die Vermeidung einer Überförderung von steuerbaren Kapazitäten einher. Die Teilnehmenden sehen weitere Vorteile dieser Marktdesignoption darin, dass ein Missbrauch von Marktmacht vermieden und eine hohe Preistransparenz geschaffen werden kann. Inwieweit tatsächlich ausreichende Anreize zur Deckung der Residuallast und einer angemessenen Risikovorsorge gesetzt werden, wird gemäß Umfrage überwiegend als Herausforderung beim heutigen wettbewerblichen Strommarkt angegeben. Als eine weitere Herausforderung des heutigen wettbewerblichen Strommarkts wird entsprechend der Umfrage gesehen, ob ausreichend Planungssicherheit geschaffen werden kann. Ebenso sehen die Teilnehmenden die Herausforderung, mit dieser Marktdesignoption den Transformationspfad hin zu einer vollständigen Dekarbonisierung effektiv zu unterstützen.

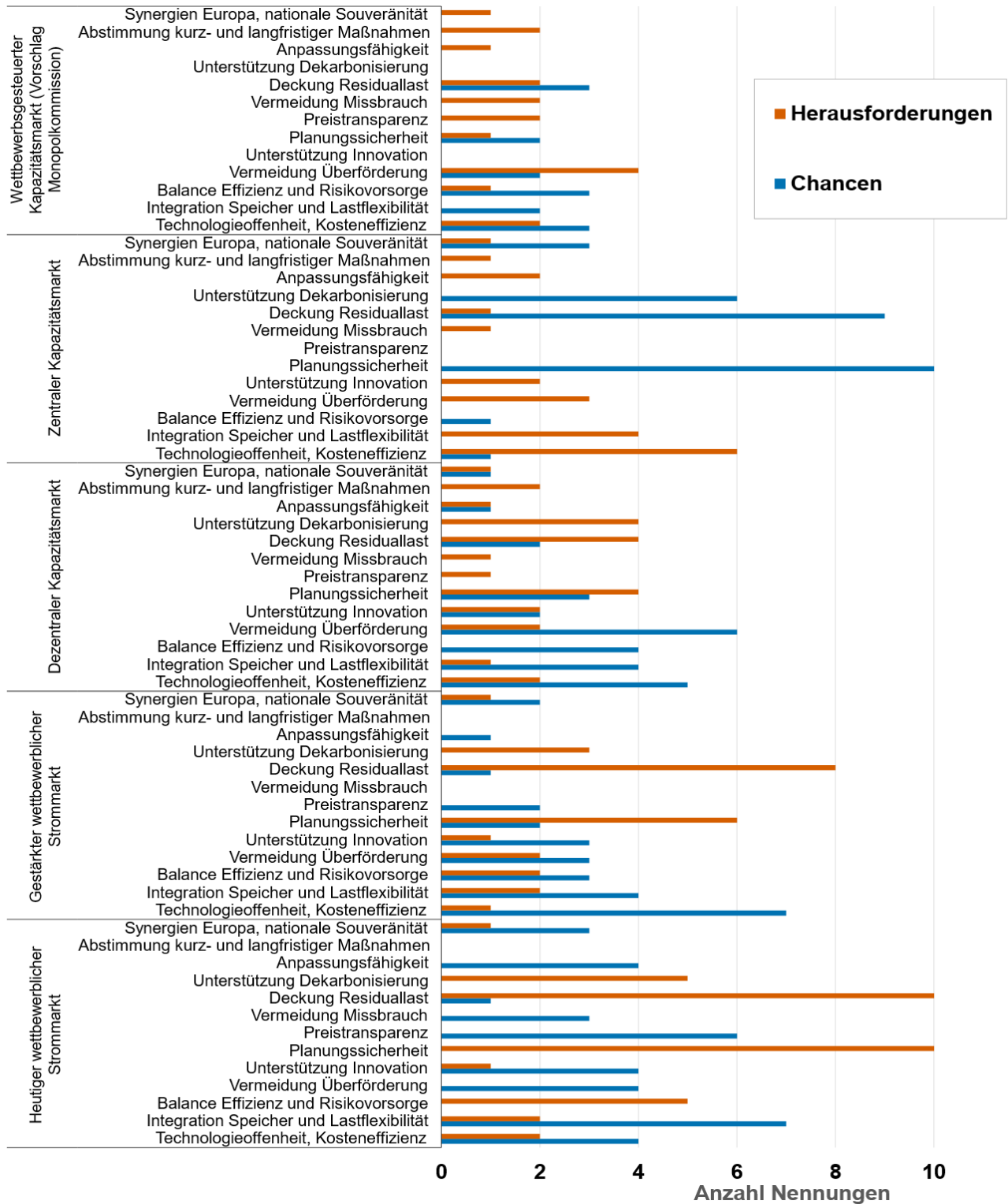


Abbildung 13: Vergleich der Nennungen von Chancen und Herausforderungen in der Stakeholder-Umfrage zu den Instrumenten der AG Steuerbare Kapazitäten¹²

¹² Für den von Consentec vorgestellten Ansatz zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts aus der Sitzung am 16.11.2023 wird in diesem Bericht der Begriff „Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging“ verwendet. In der Umfrage wurde noch der Begriff „gestärkter wettbewerblicher Strommarkt“ verwendet.



Die Teilnehmenden sehen den **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging** insbesondere als sehr positiv im Hinblick auf seine Technologieoffenheit und die damit ermöglichte Kosteneffizienz an. Diese Designoption unterstützt eine flexible Anpassung des Strommixes im Laufe der Zeit nach Ansicht der mehrheitlichen Zahl der Rückmeldungen. Es werden aber auch Herausforderungen bei dieser Option benannt. So sehen es die Rückmeldungen überwiegend als schwierig an, mit diesem Ansatz ausreichende Planungssicherheit für Investitionen in steuerbare Kapazitäten zu gewährleisten. Zudem bezweifeln die Rückmeldungen, dass sich mit dieser Designoption die Dekarbonisierung gezielt unterstützen lässt. Die Fähigkeit, Speicher und Lastflexibilität zu integrieren, die Überförderung von Investitionen zu vermeiden sowie eine Balance zwischen Effizienz und Risikovorsorge zu finden, werden hingegen unterschiedlich beurteilt.

Die Teilnehmenden sehen den **dezentralen Kapazitätsmarkt** mehrheitlich als besondere Chance, dass diese Option Technologieoffenheit und Kosteneffizienz ermöglicht. Zudem ermöglicht das Design, Speicher und Lastflexibilität zu integrieren. Nach Ansicht der Befragten kann mit diesem Design eine ausgewogene Balance zwischen Effizienz und Risikovorsorge erreicht werden. Zudem kann eine Überförderung bei Investitionen in steuerbare Kapazitäten vermieden werden. Eine Herausforderung wird überwiegend darin gesehen, wie mit diesem Marktdesign die Dekarbonisierung unterstützt werden kann. Die Befragten schätzen einige Aspekte uneinheitlich ein. Planungssicherheit für Investitionen zu schaffen ist laut Stakeholder sowohl eine potenzielle Stärke als auch eine mögliche Schwäche dieses Ansatzes.

Die Befragten nehmen die Einführung eines **zentralen Kapazitätsmarktes** weit überwiegend als Chance für eine verbesserte Planungssicherheit und eine möglichst sichere Deckung der Residuallast wahr. Laut Stakeholder ist dieser auch ein geeignetes Instrument zur Unterstützung der Dekarbonisierung. Die Umfrage identifiziert aber auch Herausforderungen. Diese bestehen u. a. in einer möglicherweise mangelnden Technologieoffenheit und damit potenziell geringeren Kosteneffizienz. Auch die erschwerte Integration von Speichern und Lastflexibilität betrachten die Befragten als Nachteil. Schließlich sehen die Befragten die Gefahr einer Überförderung durch den zentralen Kapazitätsmarkt.

In der Einführung eines **wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarktes** (Vorschlag der Monopolkommission) sehen die Befragten eine Chance, die Integration von Speichern und Lastflexibilität zu stärken. Dies geht auf das dezentrale Element des Instruments zurück. Die Befragten sehen überwiegend das Risiko einer Überförderung von Investitionen in diesem Marktdesignvorschlag. Das Ergebnis der Umfrage zeigt, dass einige Aspekte uneinheitlich bewertet werden. Die Befragten schätzen zum Teil die Möglichkeit, durch das Marktdesign eine sichere Deckung der Residuallast zu erzielen, als Chance ein. Ebenso sehen sie Technologieoffenheit und Kosteneffizienz als Vorteile. Andere wiederum stellen infrage, ob die genannten Aspekte mit diesem Marktdesign erreicht werden können. Insgesamt ist die Zahl der Rückmeldungen zum wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt jedoch sehr gering. Diese beschränkte Aussagekraft ist bei der Interpretation der Aussagen zu beachten.

4.5.2. Einordnung der Ergebnisse

Die Umfrageergebnisse spiegeln die Diskussionen in den AG-Sitzungen wider sowie auch den wissenschaftlichen Diskurs.

Die als Chancen und Herausforderungen genannten Kriterien sind beim **zentralen Kapazitätsmarkt** und beim **heutigen wettbewerblichen Strommarkt** am ausgeprägtesten. Dies deckt sich mit der



Fachdiskussion und der wissenschaftlichen Analyse. Hier hat sich vielfach ein klareres Bild über Chancen und Herausforderungen dieser Marktdesignoption herausgebildet. Die Teilnehmenden betonen die Frage der Investitionssicherheit und sehen deshalb beim zentralen Kapazitätsmarkt mehr Chancen und beim wettbewerblichen Strommarkt mehr Risiken. Da der Regulierer über das Ausschreibungsdesign Vorgaben zu Technologien und Brennstoffen machen kann, wird der zentrale Kapazitätsmarkt in der Umfrage als besonders geeignet zur Unterstützung der Dekarbonisierung gesehen.

Beim **dezentralen Kapazitätsmarkt** gibt es klare Chancen, das Bild hinsichtlich der Herausforderungen ist hingegen weniger eindeutig. Viele Kriterien werden sowohl von einigen Befragten als Chance wie auch von anderen als Herausforderung angesehen. Das dürfte auch daran liegen, dass bei der konkreten Ausgestaltung eines dezentralen Kapazitätsmarkts sehr viele Freiheitsgrade bestehen, die wiederum dessen Wirkung und Eigenschaften stark beeinflussen. Je nachdem, welche konkrete Ausgestaltung die Befragten bei der Beantwortung vermutlich vor Augen hatten, dürfte es so durchaus zu einer unterschiedlichen Bewertung kommen.

Ähnlich verhält es sich beim **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging**. Hier kommt hinzu, dass es sich um einen neuen Vorschlag handelt, den die Stakeholder zum Zeitpunkt der Umfrage hinsichtlich vieler Ausgestaltungsfragen noch nicht im Detail beurteilen konnten.

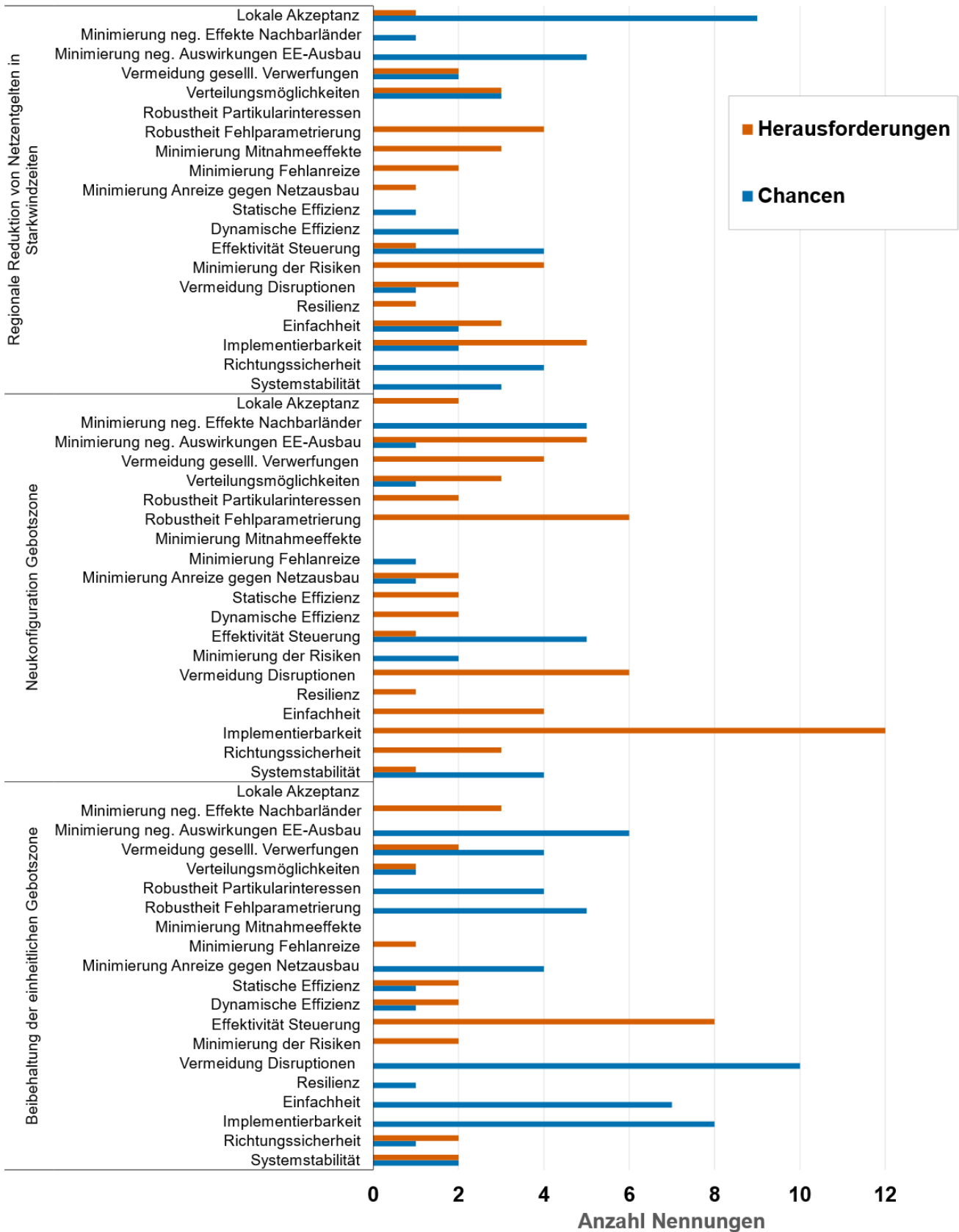
Auch beim **wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt** ist die Bewertung für die einzelnen Kriterien nicht eindeutig. Auch bei dieser Variante handelt es sich um einen erst kürzlich in die Diskussion eingebrachten Vorschlag, was vermutlich zu der geringen Anzahl an Bewertungen (überwiegend zwei bis vier Bewertungen je Kriterium) beigetragen haben dürfte.

4.6. Arbeitsgruppe 4: Lokale Signale in den Strommärkten

4.6.1. Ergebnisse der Online-Umfrage

Allgemein betonen die Befragten die Chancen der Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone und die Herausforderungen einer Neukonfiguration. Bei der regionalen Reduktion der Netzentgelte in Starkwindzeiten werden mehr Chancen und einige Herausforderungen gesehen.

Die Stakeholder betonen bei der **Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone** die Chancen gegenüber den Herausforderungen. Am häufigsten nennen sie die Vermeidung von Disruptionen als Chance, beispielsweise dass Effizienz und Marktliquidität nicht gefährdet werden. Zudem sehen sie als Chance, dass der deutsche Referenzmarkt für internationale Termingeschäfte nicht geschwächt wird, dass kein Neuabschluss von laufenden Handels- und Absicherungsgeschäften an Terminmärkten notwendig ist, dass die Investitions- und Rechtssicherheit nicht gefährdet wird und dass keine Anpassungen bei Erneuerbaren-Förderung und Investitionen in thermische Kraftwerke nötig sind. Weiterhin betonen sie die Implementierbarkeit als Chance (weil die Beibehaltung des Status quo keinen zusätzlichen Implementierungsaufwand bedeute, auf gesellschaftliche Akzeptanz treffe und keine Mehrkosten für Verbraucherinnen und Verbraucher entstünden). Die Befragten sehen auch die Robustheit gegen Fehlparametrierung und gegen Partikularinteressen als Chance sowie die Minimierung von Anreizen gegen den Netzausbau. Außerdem sehen sie als Chance dieses Instruments, dass mögliche negative Auswirkungen auf den EE-Ausbau vermieden werden.



BERICHT 1

BERICHT 2

Abbildung 14: Vergleich der Nennungen von Chancen und Herausforderungen in der Stakeholder-Umfrage zu den Instrumenten der AG Lokale Signale



Die am häufigsten genannte Herausforderung ist die Effektivität der Standort- und Dispatch-Steuerung. Durch die Zunahme flexibler Verbrauchsanlagen würden Netzengpässe verstärkt und zusätzliche Mechanismen zur lokalen Steuerung notwendig. Außerdem schätzen die Teilnehmenden das Kriterium Minimierung negativer Effekte auf die Nachbarländer als Herausforderung ein, da Engpässe im deutschen Netz weiter zu Ringflüssen in Nachbarländern führen würden.

Die Befragten sehen in der **Neukonfiguration der Gebotszone** überwiegend Herausforderungen, vor allem die Implementierbarkeit. So sei die politische Herausforderung groß, gesellschaftliche Akzeptanz fraglich, die Komplexität hoch und der Aufwand und die Kosten der Umsetzung für die gesamte Branche erheblich. Die Befragten sehen als Herausforderungen zudem eine regionale Differenzierung der EE-Förderung und weitere Anpassungen der Netzausbauplanung. Weitere Herausforderungen sehen die Teilnehmenden der Umfrage in möglichen Disruptionen, in der Parametrierung beim Zugschnitt der Gebotszonen und in möglichen negativen Auswirkungen auf den EE-Ausbau.

Als Chance nennen die Stakeholder eine effektive Standort- und Dispatch-Steuerung sowie die Minimierung negativer Effekte auf die Nachbarländer. Zudem sehen die Stakeholder die Stärkung der Systemstabilität und Minimierung von Risiken für die Netzbetriebsführung als Chance.

In der Bewertung der Maßnahme „**Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten**“ sehen die Teilnehmenden der Umfrage tendenziell mehr Chancen als Herausforderungen. Chancen bietet das Instrument gemäß der Rückmeldungen v.a. in Hinblick auf seine lokale Akzeptanz. Die Befragten nannten weitere Aspekte als Chance: die Minimierung negativer Auswirkungen auf den EE-Ausbau, Richtungssicherheit für die Energiewende und Effektivität der Standort- und Dispatchsteuerung.

Eine häufig genannte Herausforderung ist die Implementierbarkeit. Gründe hierfür seien u. a. der organisatorische und technische Aufwand und neue Verteilungsdiskussionen zwischen Norden und Süden. Die Befragten benannten zudem mögliche Risiken für die Netzbetriebsführung als Herausforderung. Hierzu führten sie mögliche unerwünschte System- und Markteffekte durch Reduktion im Vorfeld des Marktes und der Lieferung als Begründung an.

4.6.2. Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisse spiegeln die Diskussion in den Sitzungen der AG und in der Wissenschaft nur zum Teil wider. Insbesondere eine mögliche **Neukonfiguration der Gebotszone** sehen die Teilnehmenden in der dazugehörigen AG-Sitzung weniger negativ, als dies aus der Umfrage ersichtlich ist. Dabei mag eine Rolle spielen, dass in der Regel diejenigen Verbraucher, die sich bei einer Neukonfiguration in einer strukturell teureren Gebotszone wiederfinden würden, den Status quo präferieren (bzw. gilt dies spiegelbildlich für Erzeuger).

Die Beibehaltung des Status quo der **einheitlichen Gebotszone** wird in der Umfrage erwartbarerweise als disruptionsvermeidend und implementierbar eingeschätzt. Demgegenüber haben die Teilnehmenden bei einer **Neukonfiguration** die Effektivität der Steuerung (Standort und Dispatch), die Minimierung der negativen Effekte auf Nachbarländer, Systemstabilität und die Minimierung von Risiken für die Netzbetriebsführung eher als Chancen gesehen.

Die **Neukonfiguration** und die **Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone** bilden ein gegensätzliches Paar. Erwartungsgemäß entsprechen die Aspekte, die bei der Neukonfiguration als Chance genannt wurden, denen, die für den Fall der Beibehaltung als Herausforderung gelten und umgekehrt. Dies betrifft beispielsweise die Kriterien Vermeidung von Disruptionen bzw. Implementierbarkeit.



Die Befragten bewerten das **Instrument der regionalen Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten** eher positiv. Dies zeigt die stärkere Akzeptanz solcher weniger invasiver Maßnahmen gegenüber einer Neukonfiguration der Gebotszone. Die deutliche Bewertung der lokalen Akzeptanz als Chance spiegelt den Kern des Instruments wider, nämlich, dass Netzentgelte in Zeiten und Regionen, in denen besonders viele EE-Anlagen wegen Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen, reduziert oder ausgesetzt werden. Hieraus können sich auch Standortvorteile ergeben. Dass die Befragten in dem Instrument potentielle Netzbetriebsrisiken als Herausforderung sehen, überrascht. Zu erwarten ist, dass die Maßnahme zu einer Verringerung von Netzengpässen führt, den Redispatch verringert und damit den Netzbetrieb erleichtern sollte.



5. Zusammenfassung und weiteres Vorgehen

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) stellt einen notwendigen öffentlichen Diskussionsraum zu Zukunftsfragen des Strommarktdesigns dar. Mit dem Auftakt der PKNS wurde der wichtige öffentliche Austausch zum Strommarktdesign der Zukunft mit einem breiten Kreis von Stakeholdern eröffnet. Die PKNS ist ein zentraler Ort geworden, an dem die Expertinnen und Experten zu Fragen des Strommarktdesigns aus den unterschiedlichsten Bereichen zusammenkommen und ihr Wissen und ihre Blickweisen einbringen. Damit hat die PKNS einen einjährigen wissenschaftlich fundierten und partizipativen Austauschprozess zu möglichen Optionen für ein künftiges Strommarktdesign sowie eine gemeinsame und gegenseitige Lernkurve über Möglichkeiten, Zusammenhänge, Herausforderungen und Chancen ermöglicht.

Die PKNS hat gemeinsam eine Beschreibung des zukünftig klimaneutralen Stromsystems erarbeitet. Aufbauend auf dem im Koalitionsvertrag verankerten Zielbild haben die Arbeitsgruppen zunächst jeweils für ihren Themenbereich die techno-ökonomische Beschreibung des zukünftig klimaneutralen Stromsystems herausgearbeitet. Damit haben sie eine gemeinsame Grundlage für die Diskussion in den Arbeitsgruppen verankert, nämlich für welche Zielvorstellung eines klimaneutralen Stromsystems ein Strommarktdesign entwickelt wird.

Die PKNS hat Bewertungskriterien für mögliche Maßnahmen entwickelt. Sie tragen zur Systematisierung, Nachvollziehbarkeit, Transparenz und Evaluierung von Instrumenten und Maßnahmen bei. Sie helfen zudem, Synergien, Abwägungsfragen und Trade-Offs sichtbar zu machen sowie alternative Maßnahmen zu vergleichen.

Die PKNS hat in den einzelnen Arbeitsgruppen einschlägige Instrumente identifiziert und diskutiert. Nach der Diskussion zur Systembeschreibung und den Bewertungskriterien zu Beginn hat die PKNS in den Arbeitsgruppen den Austausch zu konkreten Instrumenten und möglichen Maßnahmen in den Fokus gerückt. Die Teilnehmenden haben Handlungsbedarfe in den unterschiedlichen Themenfeldern identifiziert sowie Vor- und Nachteile verschiedener Optionen herausgearbeitet. Die Diskussion hat immer wieder deutlich gezeigt, wie komplex und vielschichtig das Design eines zukünftigen Strommarkts ist. Ein weiterentwickeltes Strommarktdesign ist der Schlüssel, um weiterhin für ein sicheres, bezahlbares und umweltverträgliches Stromsystem Sorge zu tragen.

Die Stakeholder der PKNS haben die gemeinsam entwickelten Bewertungskriterien in einer Online-Umfrage auf die zuvor identifizierten Instrumente angewendet. Die Stakeholder hatten im Nachgang zur Diskussion in den Arbeitsgruppen die Möglichkeit, die Instrumente in einer Online-Umfrage zu bewerten. Sie konnten einzelnen Instrumenten diejenigen Bewertungskriterien zuordnen, die aus ihrer Sicht jeweils in besonderem Maße erfüllt (Chance) oder nur unzureichend erfüllt werden (Herausforderung). Das Ergebnis stellt ein unmittelbares, wenn auch nicht-repräsentatives oder abschließendes Stimmungsbild der Stakeholder zu den diskutierten Instrumenten dar.

Mit „Nutzen statt Abregeln“ (NsA) wurde ein in der PKNS diskutiertes Instrument bereits gesetzlich umgesetzt. Das wettbewerbliche Instrument NsA wurde im ersten Halbjahr 2023 in der PKNS beraten und mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 10. November 2023 bereits gesetzlich umgesetzt. Die Regelung des §13k EnWG ermöglicht es, erneuerbaren Strom regional nutzbar zu machen, der aufgrund von Netzengpässen sonst abgeregelt würde. Die Netzbetreiber geben diesen



anderweitig abgeregelten Strom dazu mit geeignetem zeitlichem Vorlauf an die teilnehmenden, zusätzlichen Lasten ab. Die Regelung ist so ausgestaltet, dass strategisches Verhalten und Bieten von Marktteilnehmern vermieden wird.

Konkret hat die PKNS in den einzelnen Arbeitsgruppen folgende Erkenntnisse erlangt und Instrumente identifiziert: Die AG „Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien“ hat herausgearbeitet, dass auch für zukünftige Investitionen eine Form der Absicherung der Finanzierung bei niedrigen Marktpreisen für Strom aus neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen notwendig ist, um den ambitionierten Ausbaupfad Erneuerbarer Energien für ein klimaneutrales Stromsystem zu sichern. Die AG „Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen“ hat Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik für die Flexibilisierung der Nachfrage identifiziert und einen Fahrplan mit konkreten Maßnahmen für den Hochlauf dynamischer Tarife erstellt. Die AG „Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung“ hat folgende zentrale Optionen identifiziert: Wettbewerblicher Strommarkt, Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, dezentraler Kapazitätsmarkt und zentraler Kapazitätsmarkt sowie Hybridformen (wie der Vorschlag der Monopolkommission). Die AG „Lokale Signale in den Strommärkten“ hat Vor- und Nachteile einer Neukonfiguration der einheitlichen Gebotszone herausgearbeitet und regional- und zeitdifferenzierte Netzentgelte als interessantes Steuerungsinstrument diskutiert.

Der Optionenraum für eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns wird im nächsten Schritt zu einem „Optionenpapier“ weiter verdichtet. Die Diskussion in der PKNS hat gezeigt, dass sich die Mehrheit der Stakeholder eine zügige Weiterentwicklung des Strommarkts wünscht. Es herrschte dagegen Vielstimmigkeit, in welche Richtung diese Weiterentwicklung konkret gehen soll. Daher wird die Diskussion in der PKNS nun mit dem Ziel ausgewertet, den in der PKNS diskutierten Optionenraum je Arbeitsgruppe zu verdichten und die relevanten Instrumente weiter zu konkretisieren. Ziel ist es, die verdichteten und konkretisierten Optionen in einem Papier zu veröffentlichen („Optionenpapier“). Daran soll sich eine schriftliche Konsultation anschließen. Das Optionenpapier und die Konsultation sollen als wichtige Grundlagen für eine politische Entscheidungsfindung dienen.



Literaturverzeichnis

- BMWK. (2020). *Aktionsplan Gebotszone*. Online abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html> [22.02.2024].
- BMWK. (2023). *Webseite der Plattform Klimaneutrales Stromsystem – im Dialog für ein neues Marktdesign*. Von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html> [22.02.2024] abgerufen
- BMWK. (2024). *Langfristszenarien 3 - Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands*. Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Berlin im Auftrag des BMWK. Online abrufbar unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> [22.02.2024].
- BNetzA. (2023). *Integration steuerbarer Lasten*. Bundesnetzagentur, online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html [22.02.2024].
- Europäische Kommission. (2022). *Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01)*. Online abrufbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN) [22.02.2024].
- Europäische Kommission. (März 2023). *Electricity Market Reform for consumers and annex*. Von https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex_de [22.02.2024] abgerufen
- Guidehouse & Fraunhofer ISI. (2023a). *Auf dem Weg in ein weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035 – Einflussfaktoren und Fragestellungen für den künftigen EE-Finanzierungsbedarf. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/wissenschaftliches-inputpapier-ag1-25042023.html> [22.02.2024].
- Guidehouse & Fraunhofer ISI. (2023b). *Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.html> [22.02.2024].
- Guidehouse & Öko-Institut. (2023). *Überblick zu nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie Flexibilitätshemmnissen. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-flex-ag2-26042023.html> [22.02.2024].
- Guidehouse. (2023). *Dynamische Tarife aus Stromsystemperspektive. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Online abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/inputpapier_flex-ag2_dynamische-tarife-stromsystemperspektive-25-10-2023.html [06.02.2024].
- Monopolkommission. (2023). *Mit Wettbewerb aus der Energiekrise, 9. Sektorgutachten, Gutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG*. Online abrufbar unter https://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/9sg_energie_volltext.pdf [22.02.2024].



Neon & Consentec. (2023a). *Flexibilität und Lokale Preissignale – eine wissenschaftliche Übersicht. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-flex-ag4-26042023.html> [22.02.2024].

Neon & Consentec. (2023b). *Versteigerung von Überschussstrom – Ein präventives Nutzen-statt-Abregeln-Instrument für Wärmelasten und Elektrolyseure. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-versteigerung-ueberschussstrom-ag4-27062023.html> [22.02.2024].

Neon. (2023). *Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten. Ein anreizbasiertes Instrument für Nutzen-statt-Abregeln von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien ohne Inc-Dec-Gaming. Wissenschaftliches Inputpapier im Auftrag von AGORA Energiewende*. Abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-regionale-reduktion-ag4-27062023.html> [22.02.2024].

Stiftung Umweltenergierecht. (2023). *Dynamische Tarife - Inputpapier*. Abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/inputpapier_flex-ag2_rechtliche-vorgaben-dyn-tarife-18-10-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [10.1.2024].