

## **Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)**

**Stand: 01.08.2023**

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



Inhaltsverzeichnis

**Abkürzungsverzeichnis ..... 3**

**1. Einleitung..... 4**

**2. Struktur und Governance der PKNS..... 6**

**3. Stand der Diskussion ..... 8**

3.1. Sitzungen des Plenums und gemeinsame Sitzung aller Arbeitsgruppen ..... 10

3.1.1. Erste Sitzung des Plenums am 20. Februar 2023: Auftakt ..... 10

3.1.2. Gemeinsame Sitzung der vier Arbeitsgruppen am 31. März 2023: Entwicklung einer gemeinsamen Systembeschreibung und Bewertungskriterien ..... 13

3.1.3. Zweite Sitzung des Plenums am 8. Mai 2023: Systembeschreibung und Bewertungskriterien sowie EU-Reformvorschläge zum Strommarktdesign ..... 22

3.1.4. Dritte Sitzung des Plenums am 5. Juli 2023..... 25

3.2. Sitzungen der Arbeitsgruppe 1: Sicherung der Finanzierung von erneuerbaren Energien ... 28

3.2.1. Erste Sitzung der AG EE am 25. April 2023: Kriterienkatalog und Analyse des Handlungsbedarfs..... 28

3.2.2. Zweite Sitzung der AG EE am 11. Mai 2023: Mapping von Handlungsoptionen ..... 33

3.2.3. Dritte Sitzung der AG EE am 22. Juni 2023: Handlungsoptionen und Maßnahmen ..... 36

3.3. Sitzungen der Arbeitsgruppe 2: Ausbau und Einbindung von Flexibilitätsoptionen ..... 43

3.3.1. Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan ..... 43

3.3.2. Erste Sitzung der AG Flex am 1. Juni 2023: Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis ..... 48

3.3.3. Zweite Sitzung der AG Flex am 21. Juni 2023: Dynamische Stromtarife und Digitalisierung..... 52

3.4. Sitzungen der Arbeitsgruppe 3: Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung ..... 57

3.4.1. Erste Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 3. Mai 2023: Systembeschreibung/Bewertungskriterien, No-Regret-Maßnahmen, Vorstellung Marktdesign-Optionen ..... 57

3.4.2. Zweite Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 31. Mai 2023: EU-Rahmen, Grundsatzfragen Wasserstoff, Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 1)..... 60

3.4.3. Dritte Sitzung der AG Steuerbare Kapazitäten am 7. Juni 2023: Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 2 und wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge) ..... 64

3.5. Sitzungen der Arbeitsgruppe 4: Lokale Signale in den Strommärkten ..... 69

3.5.1. Erste gemeinsame Sitzung der AG Flex und AG Lokale Signale am 26. April 2023: Bestandsaufnahme und Arbeitsplan ..... 69

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 ..... 69

**4. Zusammenfassung .....76**

**Literaturverzeichnis.....77**



## Abkürzungsverzeichnis

<b>ACER</b>	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
<b>AGs</b>	Arbeitsgruppen
<b>CCU</b>	Carbon Capture and Usage
<b>CfD</b>	Contracts for Differences
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>DKM</b>	Dezentraler Kapazitätsmarkt
<b>DSR</b>	Demand Side Response
<b>EE</b>	Erneuerbare Energie
<b>EOM</b>	Energy-Only-Markt
<b>ERAA</b>	European Resource Adequacy Assessment
<b>EuGH</b>	Europäischer Gerichtshof
<b>gMP</b>	Gleitende Marktprämie
<b>GNDEW</b>	Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff
<b>KoaV</b>	Koalitionsvertrag
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LCOE</b>	Levelized Cost of Electricity
<b>NsA</b>	Nutzen statt Abregeln
<b>PKNS</b>	Plattform klimaneutrales Stromsystem
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreements
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SES</b>	Systementwicklungsstrategie
<b>SMGW</b>	Smart Meter Gateways
<b>StromNZV</b>	Stromnetzzugangsverordnung
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber



## 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. Mit dem vorliegenden Bericht wird der erste von zwei geplanten Berichten veröffentlicht.

**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 3 übernommen. Darüber hinaus dient der Bericht als Basis für die kommenden Sitzungen im zweiten Halbjahr.

**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 Strommarktde-sign für ein klimaneutrales Stromsystem hingearbeitet. Verschiedene Interessenverbände aus den Be-reichen Energiewirtschaft, Verbraucherschutz, Industrie sowie Zivilgesellschaft wirken dabei mit. Auch die relevanten Bundesressorts und Bundesbehörden sowie die Länder sind vertreten. Ergänzt und be-gleitet 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 AGs gebündelt, bewertet und kondensiert. In den vier Arbeitsgruppen (AG) 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 Er-neuerbaren-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 Stroman-gebot orientiert und Hemmnisse auf dem Weg dahin adressieren.
- **AG „Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten zur Residuallastdeckung“ (kurz: AG Steuer-bare 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-Agentur<sup>1</sup> (dena) unterstützt. Zudem unterstützt ein breites wissenschaftliches Konsortium, bestehend aus Guidehouse, Consentec, Fraunhofer ISI, Neon, Öko-Institut sowie r2b die Geschäfts-stelle.

---

<sup>1</sup> Kontakt: [pkns@dena.de](mailto:pkns@dena.de).

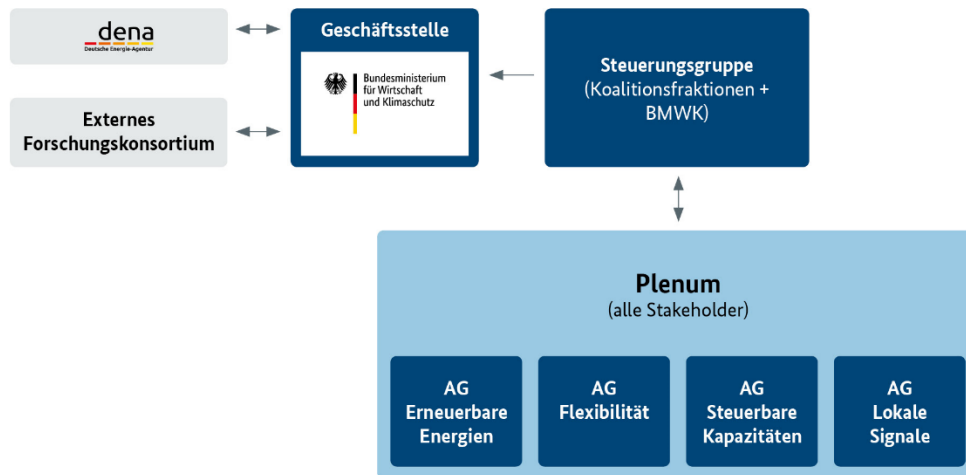


Abbildung 1: Governance der Plattform Klimaneutrales Stromsystem

**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 tagte im ersten Halbjahr 2023 insgesamt 15-mal. Es fanden drei Plenumsitzungen statt, eine gemeinsame Sitzung aller Arbeitsgruppen (AGs) sowie jeweils drei weitere Sitzungen der vier AGs, darunter eine gemeinsame Sitzung AGs Flex und Lokale Signale. Eine Übersicht der Sitzungen ist in Tabelle 1 dargestellt.

**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 vorgetragenen 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 Homepage der PKNS auf der Webseite der 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	<a href="#">Präsentation, 1. Input, 2. Input, 3. Input</a>
2	31.03.2023		Gemeinsame Systembeschreibung	3.1.2	<a href="#">Präsentation, Take-aways, Poster</a>
3	24.04.2023		Analyse des Handlungsbedarfs, insb. erwartete Kosten- und Marktwertentwicklungen	3.2.1	<a href="#">Präsentation, Take-aways</a>
4	25.04.2023		Bestandsaufnahme und Arbeitsplan	3.3.1	<a href="#">Präsentation, Take-aways</a>
5	03.05.2023		Systembeschreibung/Bewertungskriterien, No-Regret-Maßnahmen, Vorstellung Marktdesignoptionen	3.4.1	<a href="#">Präsentation, Take-aways</a>
6	08.05.2023	PLENUM	Aktuelle Diskussion zu EU-Marktdesign; Vorstellung Arbeiten zu gemeinsamer Systembeschreibung und Bewertungskriterien	3.1.3	<a href="#">Präsentation</a>





Nr.	Datum	Arbeitsgruppe	Kurztitel der Sitzung	Kapitel im Bericht	Material zur Sitzung
7	11.05.2023		Überblick über Handlungsoptionen zur Finanzierung erneuerbarer Energien	3.2.2	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">Take-aways</a>
8	31.05.2023		EU-Rahmen, Grundsatzfragen H <sub>2</sub> -Kraftwerke, Markt-designoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 1)	3.4.2	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">Take-aways</a>
9	01.06.2023		Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis	3.3.2	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">1. Input</a> , <a href="#">2. Input</a> , <a href="#">3. Input</a> , <a href="#">Take-aways</a>
10	07.06.2023		Marktdesignoptionen (Kapazitätsmärkte, Teil 2; wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge)	3.4.3	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">Take-aways</a>
11	21.06.2023		Dynamische Stromtarife & Aggregation	3.3.3	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">1. Input</a> , <a href="#">2. Input</a> , <a href="#">3. Input</a> , <a href="#">4. Input</a> , <a href="#">5. Input</a> , <a href="#">Take-aways</a>
12	22.06.2023		Vertiefte Diskussion von Handlungsoptionen (insb. CfD-Varianten und PPA)	3.2.3	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">Take-aways</a>
13	27.06.2023		Lokale Signale und Nutzen statt Abregeln, Tag 1	3.5.2	<a href="#">Präsentation</a> , <a href="#">Take-aways</a>
14	28.06.2023		Lokale Signale und Nutzen statt Abregeln, Tag 2	3.5.2	
15	05.07.2023	PLENUM	Bericht zum Zwischenstand	3.1.4	<a href="#">Präsentation</a>

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 2: Take-aways stellen das Ergebnis der Sitzung dar*

Die **Take-aways** beinhalten die während der 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.

#### 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 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 „Kanibalisierungsproblem“ (Zeitgleichheit der Einspeisung der EE im Markt mit geringen Marktwerten) wurde betont. Zügige Erschließung von Flexibilitätspotentialen 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 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 Bedeutung für die Netz- und Systemintegration die anderer Verbrauchsgruppen bei weitem überbisse.





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 Flexibilitätspotentialen 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 H<sub>2</sub>-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 1 (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 2 (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 Flexibilitäten mittels Koordinationsmechanismen für den netz- und systembilanzdienlichen Einsatz notwendig.

In der **Kleingruppe zur AG 3 (steuerbaren 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 H<sub>2</sub> 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 4 (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 Ver-



teilnetzausbau 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 1 (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 spiele 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 4 gesehen.

##### **Diskussionen in der Kleingruppe zur AG 2 (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 3 (steuerbare Kapazitäten)**

Auch in der Kleingruppe zur AG 3 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 Ka-



pazitätsmärkten, mit AG Flex bei der Finanzierung von Flexibilität, 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 H<sub>2</sub>-Infrastruktur sowie der Risikovorsorge und der Bereithaltung von Reservekraftwerken.

### **Diskussionen in der Kleingruppe zur AG 4 (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 Teilnehmer 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.
- H<sub>2</sub>-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 Synergiepotentiale.
- **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 AG 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 Stromverbrauchende 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. H<sub>2</sub>-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% H<sub>2</sub> 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 EU-Kommission (Mechthild Wörsdörfer/Deputy DG bei DG ENER, Europäische Kommission) 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 Strommarktdesigns<sup>2</sup> 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 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- zu verbessern. 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 EU-Kommission stellte dazu klar, dass CfD als Ergänzung zu PPA zu sehen seien. Sie seien nicht verpflichtend; daneben seien ungeförderte PPAs weiterhin möglich. Lediglich wer eine Förderung beansprucht, der können diese künftig nur noch in der Form eines CfD erhalten.

Auch in der Kleingruppendiskussion zu Langfristverträgen wurde die Wechselwirkung von CfD und PPA aufgegriffen. Die beiden Instrumente wurden als komplementär dargestellt und würden darauf

---

<sup>2</sup> COM/2023/147 und COM/2023/148





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 DG Wettbewerb der EU-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 Teilnehmern 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 (Bündnis90/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 (B90/Grüne) 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 Unternehmertum 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 1 (Finanzierung 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 2 (Flexibilitäten) 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 3 (steuerbare Kapazitäten) vor, die einen breiten TechnologiemiX für die Versorgungssicherheit und einen wettbewerblichen Großhandel als wichtig erachten. Ein Vertreter der Forschungsnehmer konstatierte Unterschieden 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 erhebliche Investitionen 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 4 (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 den noch notwendigen Verteilnetzausbau effizient zu reduzieren.

### Diskussion im Plenum

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

Zahlreiche Teilnehmerinnen und Teilnehmer 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. 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 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 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.

## **3.2. 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“** zentrale Aspekte der Kosten- und Marktwertentwicklung, der Risikoabsicherung von Investitionen in EE sowie Hemmnisse, die der Finanzierung von EE im Wege stehen (Guidehouse & Fraunhofer ISI, 2023a).

Bislang finde der überwiegende Anteil des EE-Zubaus mit Hilfe **staatlicher Risikoabsicherung und Förderung** statt. Trotz Kostensenkungen auf Basis der Technologielerneuerungen 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 beeinflusst, 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 ausbezahlt 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 ersehe 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 sollte.

#### **Diskussion zum Thema Investitionsrisiken und Möglichkeiten der Absicherung**

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





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

**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 Teilnehmer 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

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



	<p><b>Weitere Hinweise zur Zuordnung und Ausgestaltung der Instrumente:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirtschaftlichkeit muss differenziert betrachtet werden (z. B. CfD vs. einseitige MP)</li> <li>• Anreiz für Systemintegration (Ost-West-Ausrichtung, Schwachwind, Speicher)</li> </ul>
<p><b>Zentrale Zielsetzungen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preisabsicherung</li> <li>• Schließen einer möglichen Wirtschaftlichkeitslücke</li> </ul>	<p><b>Zu weiteren Zielsetzungen für die vorläufige Priorisierung der Handlungsoptionen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Welche Handlungsoptionen schaffen den meisten Zubau am schnellsten (Chancen und Absicherung) und am kosteneffizientesten?</li> </ul>

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



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



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

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.

### 3.3. 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 Flexibilitäts Optionen. 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 Regelenergie, 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 stellten Guidehouse das **Inputpapier „Überblick zu nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern sowie Flexibilitätshemmnissen“** vor (Guidehouse & Öko-Institut, 2023). 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)	Netzenlastung (ÜN-Netz)	Netzentlastung (VN-Netz)
<b>Industrielle Flexibilität</b> – 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	(✓)	(✓)				
<b>Großskalige Speicher</b> – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch	Großbatterien	✓	(✓)		Wird standardmäßig genutzt		Kein Einsatz auf NS-Ebene möglich
	Pumpspeicher	✓	✓				
<b>Kleinskalige Flexibilität</b> – 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 Abruflzeitraum 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
<b>Industrielle Flexibilität</b> – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch (hauptsächlich positives Flexibilitätspotenzial)	Eisen, Stahl	– Produktqualität – Folgeprozesse – Organisatorische Hemmnisse	– Marktzugangsbarrieren – Fehlanreize	– Investitionskosten – (Informations)mängel – Unsicherheit – Effizienzverluste
	NE-Metalle			
	Zement			
	Glas			
	Grundstoffchemie			
	Papier			
	Nahrungsmittel, Automobil			
	Querschnittstechnologien (QST)			
	Großwärmepumpen			
<b>Großskalige Speicher</b> – Schaltbare Leistung je Standort: hoch – Spez. Erschließungsaufwand: niedrig – Verfügbarkeit: sehr hoch	Großbatterien	Weitgehend adressiert		
	Pumpspeicher			
<b>Kleinskalige Flexibilität</b> – Schaltbare Leistung je Standort: niedrig – Spez. Erschließungsaufwand: hoch (Stand heute) – Verfügbarkeit: tlw. witterungsabhängig (bspw. Wärmepumpen)	QST (kleine, mittlere Gewerbe)	– Digitale Messinfrastruktur	– Marktzugangsbarrieren – Fehlanreize – Strompreissignale	– Investitionskosten – Informationsmängel – Datenschutz – Unsicherheit
	Elektroautos			
	Wärmepumpen			
	Heimspeicher			

\*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 **Netzentgeltssystematik**. 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).







- Kleinskalige Flexibilität wird zukünftig eine größere Rolle als heute einnehmen. Hemmnisabbau und Flexibilisierung muss Komfortverlust für VerbraucherInnen 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 Umweltenergierecht), 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 Flexibilitätspotentialen**

Die Stakeholder stellten gezielte Rückfragen zur Definition der Flex-Potenziale, zur angenommener 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 Netznutzer<sup>3</sup> und für energieintensive Netznutzer<sup>4</sup> 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 unbindbar 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 Netzentgeltsystematik ausrichten könne. Diese sollte die Optimierung des Gesamtsystems unterstützen (inkl. einem möglichst effizienten Netzbetrieb) und wenig Ausnahmeregelungen benötigen.

---

<sup>3</sup> § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV

<sup>4</sup> § 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.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> In einer zweiten Sitzung nach der Sommerpause sollen weitere Aspekte wie die Rolle von Aggregatoren und Verbraucherschutz besprochen werden.



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 wurden 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 anschließen 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 (MaKo) 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 Flexibilitätpotenzialen 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 den Endverbraucher;





- 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.





### 3.4. 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 H<sub>2</sub>-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 Ausgleichsenergie Risiken 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 beitragen, die Fixkosten zu decken und Investitionen zu refinanzieren.

- Bei einem **zentralen Kapazitätsmarkt** lege der Staat den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten fest und schreibe die zur Deckung notwendigen Kapazitäten aus. Bei einem Zuschlag erhielten 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. H<sub>2</sub>-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. Teilnehmer 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 H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>-Kraftwerken? Begünstigt / ermöglicht die Option z. B. den Markteintritt neuer Technologien?*

- Ein zusätzlicher Bedarf an Instrumenten für den Hochlauf von H<sub>2</sub>-Kraftwerken liegt nahe, da alle Designoptionen technologie-/brennstoffneutral sind. Ein komplementäres Instrument wäre grundsätzlich mit allen Designoptionen kombinierbar (bzw. H<sub>2</sub>-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, Grundsatzfragen 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 H<sub>2</sub>-Kraftwerken sowie die Funktion und Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten besprochen werden.

Diese Themen wurden durch kurze Inputs durch Consentec und r2b zum Rechtsrahmen, durch Öko-Institut zur Rolle von H<sub>2</sub>-Kraftwerken sowie durch 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 H<sub>2</sub>, betreffen.

#### Inhalte der Sitzung

Kapazitätsmechanismen unterliegen zahlreichen Anforderungen aus der EU-Strommarktverordnung 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 Vorkhaltung 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 H<sub>2</sub>-Kraftwerke** stünden aus Sicht des Öko-Instituts vor ähnlichen Herausforderungen wie in Gaskraftwerke. In einer Übergangsphase 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 H<sub>2</sub>-Kraftwerken erfüllen. Andere betonten, dass H<sub>2</sub> auch im KWK-Sektor eine wichtige Rolle spielen könne. Dies sei abhängig von der Entwicklung alternativer Technologien für die Wärmebereitstellung. Um zu verhindern, dass H<sub>2</sub>-Kraftwerke als Must-Run-Anlagen betrieben werden, sollte ihr Ein-



satz strom- und nicht wärmegeführt sein. Es wurde betont, dass H<sub>2</sub>-Kraftwerke auch Systemdienstleistungen (z. B. Redispatch) bereitstellen könnten. Die Betriebsstunden von H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-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 alleine 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 ist (im Vergleich zum zentralen Kapazitätsmarkt).

Unter den Teilnehmenden bestand weitgehend Einigkeit, dass alle Technologien an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen können sollten. Insbesondere im Hinblick auf H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-Kraftwerken**

Hinweis: Die Diskussion zur Rolle und zum Förderbedarf von H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-Kraftwerke? Welche Einsatzstunden (Größenordnung) sind damit verbunden?*

- Der Einsatz von H<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>-Kraftwerken sind abhängig von den erbrachten Leistungen wie Absicherung Dunkelflaute oder Absicherung von Bedarfsspitzen im Winter (auch Wärme bei KWK-Anlagen).
- Der Einsatz von H<sub>2</sub> in Kraftwerken ist von verfügbarer Infrastruktur (Netze und Speicher) und verfügbaren Brennstoffmengen abhängig.
- Die Nachfrage nach CO<sub>2</sub> durch Carbon Capture and Usage (CCU)-Anwendungen beeinflusst den Wettbewerb zwischen H<sub>2</sub> und biogenen oder synthetischen Brennstoffen (und damit Bedarf und Einsatz von H<sub>2</sub>-Kraftwerken).
- Weitere Einflussfaktoren auf die Rolle von H<sub>2</sub>-Kraftwerken sind: Kraftwerksstrategie, Brennstoffkosten, Geschwindigkeit der Transformation (im Lauf der Zeit wohl geringere Einsatzstunden, aber mit starker Variabilität zwischen den Jahren).
- Der Einsatz von (H<sub>2</sub>)-Kraftwerken ist ggf. auch vom Bedarf für Systemdienstleistungen (u. a. Redispatch) abhängig.

*Welche Form von Unterstützung brauchen H<sub>2</sub>-Kraftwerke: Wird eher eine Investitions- oder Brennstoffförderung benötigt?*

Die Diskussionen stellen initiale Überlegungen zum Bedarf einer Förderung von H<sub>2</sub>-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:

- H<sub>2</sub> wird bei Grenzkosten noch länger teurer sein als Erdgas → wenn H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub>-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 H<sub>2</sub> 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, usw.)
- Debatte heute umfassender (auch Systemdienlichkeit, lokale Signale, etc.)
- Mehr zukunftsfähige, klimaneutrale Technologien verfügbar (Speicher, Lastflexibilitäten, Kraftwerke)
- Anspruchsvollere Klimaziele
- Wordle-Ergebnis: Was hat sich in der Kapazitätsmarktdebatte seit 2012 verändert?



Abbildung 6: Was hat sich in der KapMarkt-Debatte seit 2012 verändert?

Welche Auswirkungen hat ein (zentraler bzw. dezentraler) Kapazitätsmarkt auf die Flexibilisierung bzgl. Der Breite an verfügbaren Flexoptionen (gibt es einen Fokus auf bestimmte Technologien)?

- Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
  - Eine offene Frage ist, wie ein Marktzugang für dezentrale Kleinstflexibilität gewährleistet werden kann.
- Es gab folgende Aussagen zum zentralen Kapazitätsmarkt:
  - Die Bewertung des Versorgungssicherheitsbeitrags von (innovativen) Lastflexibilitäten mittels de-rating stellt eine der zentralen Schwierigkeiten im zentralen Kapazitätsmarkt dar.
  - Lastflexibilität ist schwierig in Standardprodukten zu definieren, dadurch werden ggf. bestimmte Flexpotenziale nicht adressiert.
- Es gab folgende Aussagen zum dezentralen Kapazitätsmarkt:
  - Ein dezentraler Kapazitätsmarkt dürfte tendenziell offener sein für Diversität an Flexibilitäten, inklusive Kleinstflexibilitäten, Innovationen und Lastverzicht.
  - Zertifikate mit mehrjähriger Laufzeit im dezentralen Kapazitätsmarkt sind für Anbieter interessant, aber für Nachfrager nach Zertifikaten wie Versorger schwieriger abbildbar, aufgrund unterschiedlicher Planungshorizonte von Anbietern und Nachfragern. Dies fördert tendenziell Marktkonzentration.
  - Ein Verzicht auf de-rating bei Nachfrageflexibilität erscheint möglich, soweit es um





Selbsterbringung geht und nicht um den Verkauf von Zertifikaten → der Verkauf/Handel von Zertifikaten von Lastflex-Anbietern ist dagegen vergleichbar schwierig wie im zentralen Kapazitätsmarkt.

*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 CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffen (H<sub>2</sub>, 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 einen 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 Verbrauchern und 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 regulatorische 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, H<sub>2</sub>-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 alleine 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 Technologiemic) 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 alleine 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 H<sub>2</sub>, 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.

### 3.5. 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 Arbeitsgruppe Lokalität hat gemeinsam mit der Arbeitsgruppe Flexibilität 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 durch zeitvariable Netzentgelte“ 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 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 Flexibilität 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 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 situationsabhängigen 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 diskutiert, wobei deutlich wurde, dass Detailfragen zur Parametrisierung, Wirkungen (z.B. Investitionssicherheit 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 werden.

Aus der Diskussion zu diesem TOP wird festgehalten:

- Die Ausgestaltungsmöglichkeiten bei zeitvariablen Netzentgelten sind vielseitig und komplex. Es braucht ein Monitoring, um Auswirkungen zu evaluieren.
- Variable Netzentgelte mit groben statischen Zeitfenstern, wie im Vortrag diskutiert, können ein erster sinnvoller Schritt auf dem Weg zu einer feineren Ausgestaltung sein. Dabei sollten Anforderungen an Verständlichkeit, Transparenz und Umsetzbarkeit für die Verbraucherseite berücksichtigt werden.
- Die Wirkung der Anreize aus variablen Netzentgelten ist nicht unabhängig von Strompreisen und anderen Preiskomponenten zu sehen. Im Zusammenspiel können sie bei geeigneter Parametrierung dazu beitragen, die Erfüllung von Erfordernissen aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und dem Netz zu koordinieren.
- Auch aktuell noch kleine Flexibilitätspotenziale bieten die Chance, zeitnah mit einer Umsetzung 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 sichere Übertragungsnetzbetriebsführung eine Herausforderung und macht die Erschließung 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 Teilnahme.
- 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.



## 4. Zusammenfassung

**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.

**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 weitere 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 im weiteren Verlauf der PKNS 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. Sie spielen daher im zweiten Halbjahr eine wichtige Rolle für die weitere Diskussion von Maßnahmen.

**Die Diskussion zu konkreten Instrumenten und Maßnahmen läuft an.** Nach der Diskussion zur Systembeschreibung und den Bewertungskriterien zu Beginn ist in den Arbeitsgruppen der 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 jedoch auch immer wieder deutlich gezeigt, wie komplex und vielschichtig das Design eines zukünftigen Strommarkts ist. Auch zeigt sich, dass es zu einigen Fragen noch kein einheitliches Bild gibt. In den Diskussionen sind zudem noch weitere relevante Punkte aufgeworfen worden, an die die PKNS im weiteren Verlauf anknüpfen wird. Bei alledem bleibt wichtig: Die PKNS muss trotz aller Komplexität voranschreiten, denn ein weiterentwickeltes Strommarktdesign ist der Schlüssel, um weiterhin für ein sicheres, bezahlbares und umweltverträgliches Stromsystem Sorge zu tragen.

**Die Inhalte der PKNS des zweiten Halbjahres setzen hier an.** In der AG Steuerbare Kapazitäten soll im zweiten Halbjahr an der konkreten Bewertung der Marktdesignoptionen anknüpfen und sie weiter vertiefen. In der AG EE soll ein Blick auf das erweiterte Spektrum der möglichen Handlungsoptionen für die Absicherung der Finanzierung geworfen werden. Das Thema dezentrale Flexibilität soll in der AG Flex weiter vertieft werden. Und in der AG Lokale Signale steht die Diskussion des zentralen Themas der lokalen Signale im Übertragungsnetz mit den Stakeholdern auf dem Plan.





## Literaturverzeichnis

- 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> [31.07.2023] abgerufen
- 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](https://energy.ec.europa.eu/publications/electricity-market-reform-consumers-and-annex_de) [31.07.2023] 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> [31.07.2023].
- 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> [31.07.2023].
- 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> [31.07.2023].
- 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> [31.07.2023].
- 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> [31.07.2023].
- 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> [31.07.2023].