

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Studie des BMWK zum

Strommarktdesign der Zukunft

Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem

Etwas ausführlicher **zusammenfassende Inhaltsangabe** & Antworten auf die **Leitfragen**, für die Energie AG des Klimabündnisses Dortmund, von Martin Lindemann, den 10.10.2024 (mit **Anmerkungen** von **M.L.**)

Inhalt

Strommarktdesign der Zukunft	1
Zusammenfassung	2
Handlungsfeld 1: Investitionsrahmen EE	2
Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten.....	3
Handlungsfeld 3: Lokale Signale zur intelligenten Netzkoordination	4
Handlungsfeld 4: Flexibilität als neues Markenzeichen.....	4
1 Einleitung – Energiewende als Projekt für Treibhausgasneutralität und gesicherter Wettbewerbsfähigkeit.....	5
2 Strommarkt der Zukunft	6
3 Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft	8
3.1 Investitionsrahmen für erneuerbare Energien	8
3.1.1 Bedeutung und Perspektive der EE	8
3.1.2 Zukünftiger Investitionsrahmen für EE	9
3.1.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen EE.....	10
3.2 Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	11
3.2.1 Gewährleistung von Versorgungssicherheit im dekarbonisierten Stromsystem.....	11
3.2.2 Zukünftiger Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	12
3.2.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	12
3.3 Lokale Signale	13
3.3.1 Umgang mit Netzengpässen auf dem Weg zum Full EE	13
3.3.2 Rolle und Bedeutung lokaler Signale	14
3.3.3 Mögliche Handlungsoptionen für lokale Signale	15
3.4 Nachfrageseitige Flexibilitätspotential heben	17
3.4.1 Rolle von Flexibilität im dekarbonisierten Stromsystem	17
3.4.2 Aktionsbereiche zum Abbau von Flex-Hemmnissen	17
4 Zusammenschau der Handlungsfelder für ein Marktdesign der Zukunft	19
5 Konsultationen	20
6 Quellverzeichnis	20
Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien	21
Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten	23
Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale	24
Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität	25

Ein paar der Abkürzungen:

ZKM Zentraler Kapazitätsmarkt

DKM Dezentraler Kapazitätsmarkt

Daraus:

KKM Kombiniertes Kapazitätsmarkt, der beide Vorteile vereint....

PKNS Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Zusammenfassung

hier kurzer Inhalt: Deutschlands Stromsystem steht vor einer Erneuerung. Sie ist gekennzeichnet einerseits von relativ inflexibler Nachfrage, andererseits variabler Erzeugung über Wind und PV. Auf der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) werden seit 2023 die Anforderungen an das Strommarktdesign der Zukunft mit sehr hohen erneuerbaren Anteilen diskutiert. Dieses Papier soll als erster Aufschlag zur Diskussion mit Stakeholdern und verschiedensten politischen Akteuren bis hin auf EU-Ebene sein. Vier Hauptpunkte sind

Handlungsfeld 1

Investitionsrahmen für erneuerbare Energien (1. Strommarkt organisiert optimalen, kostengünstigsten Einsatz der benötigten Kapazitäten sowie der Nachfrageseite)

Handlungsfeld 2

Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten (2. ausreichende Investitionssicherheit für die erforderlichen Investitionen in neue Technologien und Kapazitäten)

Handlungsfeld 3

lokale Signale (3. um Angebot und Nachfrage mit den Transportkapazitäten des Netzes zu koordinieren)

Handlungsfeld 4

Flexibilisierung der Nachfrage (4. der Strommarkt soll Angebot und Nachfrage für ein möglichst kostengünstiges Gesamtsystem flexibel und zeitlich optimal abstimmen)

Handlungsfeld 1: Investitionsrahmen EE

Bislang sicherte eine gleitende Marktprämie der Hochlauf der Erneuerbaren. Sie ist allerdings nur bis 2026 europarechtlich genehmigt und läuft deshalb aus. Auch weil Wind- und Solar-Überschüsse „oft“ gleichzeitig in hohen Volumina auf dem Markt sind, sind Strompreise so günstig, dass die Erneuerbaren kaum Markterlöse haben. Für einen weiteren Hochlauf müssen die massiven benötigten Investitionen mit hinreichender Sicherheit abgesichert werden.

Produktionsunabhängige Investitionsrahmen bieten bei zunehmend erwartetem Mengenrisiko Vorteile beim Anreiz für effizienten Anlageneinsatz. Laut

Wachstumsinitiative der Bundesregierung gilt es, die hohe Ausbaugeschwindigkeit beizubehalten. Dabei noch stärker auf Marktintegration und Kosteneffizienz zu achten. Sobald allerdings der Strommarkt ausreichend flexibel ist und genügend Speicher zur Verfügung stehen, werden perspektivisch EE keine Förderung mehr erhalten. Den Beschlüssen der Bundesregierung kommt Option 4. Am nächsten.

Handlungsfeld 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Ziel: ein effizienter, kostengünstiger Mix aus Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten. Mit einem wettbewerblichen Ansatz, der technologie- und innovations-offen sowie anpassungsfähig ist.

Dazu die Optionen:

2.

a) Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS), ggf ergänzt durch Mindestpreis für Absicherungsprodukte. Die EU-Hedgingpflicht verpflichtet die Versorger zu einer Spitzenpreis-Absicherung z. B. durch steuerbare Kraftwerksreserven oder Speicher. Damit sollen Stromlieferungen mengenseitig abgesichert werden.

b) Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM) D.h. die Versorger tragen die Verantwortung die Stromlieferungen abzusichern. Wahlweise auch durch zugekaufte Kapazitätzertifikate, oder durch Anreizmodelle, den Stromverbrauch der Kunden zu reduzieren.

KMS und DKM sind bilanzkrestreu, und setzen beide auf hohe Flexibilität und Anreize zur Lastvermeidung in Zeiten hoher Strompreise. Ihr Nachteil: geringere Investitionssicherheit als ein zentraler Kapazitätsmarkt, und somit ein höherer Überwachungsaufwand.

c) Zentraler Kapazitätsmarkt (ZMK) legt den Bedarf an steuerbarer Kapazität fest und schreibt ihn durch eigene Auktion aus. Vorteil: längerfristige Investitionen und damit hohe Investitionssicherheit. Nachteil: unflexibler gegenüber Flexibilitäten wie E-Mobilität, Wärmepumpen und möglicher weiterer Innovationen, usw

deshalb favorisiert das BMWK heute einen:

d) Kombiniertes Kapazitätsmarkt (KKM) aus Elementen von DKM und ZMK. D. h. auf der einen Seite eine bessere Refinanzierbarkeit

kapitalintensiver steuerbarer Kapazitäten mit langfristiger Investitionssicherheit durch zentrale Ausschreibung. Auf der anderen Seite bezieht er optimal flexible Nachfrager, sowie Speicher und Innovationen mit ein.

Handlungsfeld 3: Lokale Signale zur intelligenten Netzkoordination

Kernaussage: zwar ist der Netzausbau für Wind- und PV-Strom- Verteilung in Deutschland entscheidend. Dies jedoch bis zum letzten KW zu tun, ist nicht effektiv. Das müssen lokale Signale übernehmen, die Frage ist: wie...?

Zur Diskussion stehen

- e) Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte (Zuständigkeit und Ausgestaltung bleibt bei der unabhängigen Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde)
- f) Regionale Steuerung in Förderprogrammen
- g) Einbindung von Lasten in den Redispatch (Redispatch heißt: kurzfristige Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen)

Das Thema ist komplex, und kann ohne einen Blick auf eine -mögliche- Neukonfiguration von Gebotszonen nicht objektiv diskutiert werden. Wg der Herausforderungen sieht das BMWK solch eine (Neu?)Konfiguration jedoch nicht als Option.

Handlungsfeld 4: Flexibilität als neues Markenzeichen

...eines treibhausgasneutralen Stromsystems, was zu einem Paradigmenwechsel führt. Insbesondere E-Autos, Wärmepumpen, Elektrolyseure, Speicher und bestimmte Teile industrieller Prozesse können kurzfristig auf Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren.

Folgende Hemmnisse gilt es anzupacken:

- h) Preisreaktionen ermöglichen durch zeitvariable Tarifmodelle
- i) Netzentgelte flexibilitätsfördernd anpassen
- j) Industrielle Flexibilität ermögliche, individuelle Netzentgelte reformieren

Ohne eine Flexibilisierung werden die anderen Marktdesignoptionen deutlich teurer. Statt Überkapazitäten abzuregeln können sie durch eine höhere Flexibilität sinnvoller genutzt werden.

Stakeholdern (= Interessenvertretern) wird bis zum 6. September die Möglichkeit einer Beteiligung geboten, s. Kapitel 5

1 Einleitung – Energiewende als Projekt für Treibhausgasneutralität und gesicherter Wettbewerbsfähigkeit

Durch Zuwachse an Wind- und PV sinken die Grenz(Betriebs)kosten nahe Null auf dem Großhandelsstrommarkt. Dadurch profitieren Industrie und Verbraucher. Dem stehen aber höhere Investitionskosten gegenüber. Mit dem Gütesiegel „Grün“ gibt es einen besseren Vermarktungsfaktor auf den Weltmärkten.

Bis Ende der 30er Jahre das Angebot an CO₂-Zertifikaten in Richtung null verknappen, und damit die Nutzung fossiler Energien deutlich verteuern.

(... ..)

Ab 2025 müssen alle Anbieter dynamische Stromtarife anbieten. Der dafür notwendige Smart-Meter -Roll-out wurde mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende neu gestartet.

(... ..)

Die Umsetzung der Energiewende im Bereich steuerbarer Leistungen wird durch die Kraftwerksstrategie (KWS) beschleunigt. Dazu gehört die Vereinbarung eines konkreten Wasserstoffumstiegsplans, der Kohleausstieg usw.

(... ..)

Flexibilität als Schlüssel für Effizienz und günstige Strompreise. Darunter teilweise die Industrie, aber auch das Laden von E-Autos.

(... ..)

Grundsätzliche Feststellung: die zweiten 50% EE-Anteil an der Stromerzeugung werden schwieriger als die ersten. Innovationsschub für Deutschland auf allen Ebenen. Solch eine „Systemkompetenz“ erfordert jetzt höhere Investitionen, die sich später als Standortvorteil erweisen *können*... bei höherer CO₂-Bepreisung.

... .. (dann ein bisschen Bla blubb). Z.B. Stichworte: Wetterkorrelation, oder Nordsee als „green power hub“.

Dazu sorgt der europäische Stromhandel, koordiniert durch Merit-Order, für günstigst-möglichen Strom eines jeden Haushaltes und Unternehmens. Mit der zentralen Lage in Europa hat Deutschland aber auch eine Verantwortung für den europ. Binnenmarkt im Stromhandel.

Europaweit koordinierter Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur erhöht Synergien. Sowie den Zugang zu sehr günstigen(?) EE-Potentialen in Spanien. Wasserstoff lässt sich über weite Strecken effizienter transportieren als Strom (Kapazität einer H₂-Leitung 10-20GW und die einer Gleichstromleitung 2 GW. **Anm. M.L.: Die Transportverluste werden leider nicht miteinander verglichen. Könnte es „global für's Klima gesehen“ nicht günstiger sein, Spanien verwendet sein „bisschen“ Wasserstoff für die eigene Dekarbonisierung, z.B. durch ein neues Grün-(E-)Stahlwerks in Nähe der Energiequelle. Besser noch: ohne zuverigie Umwandlung in Wasserstoff?**

Perspektivisch 15 Millionen E-Autos als flexible Speicher. **Anm.: deren Zusatz-Strombedarf muss, neben Stahl, Zement, Elektrolyseuren, Wärmepumpen, Power-to-Heat, erst einmal grundsätzlich neu mit-versorgt werden.**

Ein intelligentes Strommarktsystem der Zukunft muss all diese Komponenten zusammenführen.

Integrativer Stakeholderprozess bereitet Entscheidungen vor

2 Strommarkt der Zukunft

Wind onshore & offshore, PV werden den Hauptteil des Strommarkts erzeugen, ergänzt um Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie.

Strommarkt im Paradigmenwechsel: früher an der Nachfrage orientiert, zukünftig eher am wetterabhängigen Angebot. Der Elektrolyseur in Norddeutschland wird Überschüsse einer Windfront nutzen, E-Autos das höhere PV-Angebot mittags.

Und zwar durch einen flexiblen Technologiemic, die Punkte

- Flexible Lasten,
- Speicher und
- Steuerbare Back-up-Kraftwerke, nur Strom oder aber Kraft-Wärme-Koppl. KWK

vgl. Handlungsfeld 2a-d) Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Merit-Order für die Angebotskurve im Strommarkt werden von Stakeholdern insgesamt einhellig als unverzichtbares Prinzip angesehen. Sie lehnten eine Änderung dieses Prinzips ab.

(Merit Order, d.h. : die letzte benötigte Kapazität setzt den markträumenden Preis, und zwar unabhängig von ihren individuellen Grenzkosten (Marktwert). Wenn Verbraucher diesen Marktwert bezahlen, profitieren sie von der zu diesem Zeitpunkt günstigsten Einheit, die zur Deckung der Gesamtnachfrage benötigt wird. Merit Order sind Taktgeber der vielfältigen Akteure am Strommarkt, haben eine zentrale Informations-, Anreiz- und Koordinierungsfunktion. Sie sorgen mit ihrem unverzerrten Preissignal neben ökonomischer Effizienz auch für Versorgungssicherheit.)

Investitionsrisiken und Kosten sind gesamtwirtschaftlich zu minimieren, s. Zusammenfassung/ [Handlungsfeld 2](#): Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

- Z.B. haben Back-up Kraftwerke höhere Fixkosten (Investitionskosten) aber kaum Brennstoffkosten, da nur wenige Stunden im Betrieb.
- Investkosten für PV, Wind, und Back-up-Kraftwerke refinanzieren („abschreiben“) sich oft in längeren Zeiträumen von 15-20 Jahren. Verträge mit Strom-Endkunden laufen meist nur über 3-4 Jahre. Um nötige Investitionskredite zu erhalten, brauchen Investoren eine gewisse Erlössicherheit.
- Hohe CO₂-Preise sowie eine gedeckelte Menge an Emissionszertifikaten, die Ende der 30er Jahre gegen Null gehen soll, könnten Investoren eine bessere Refinanzierung ermöglichen, sofern die zukünftigen Preise schon in die heutige Zeit übertragen werden. „Dies ist jedoch nicht der Fall.“
Gründe dafür:
 - a) weil sich Investoren nicht hinreichend sicher sein können, dass erforderliche hohe Zunkunftspreise (CO₂) tatsächlich eintreten, gibt es intern hohe (Risiko)Verzinsungsanforderungen der Investoren für Projekte, die über Ende 2030er Jahre hinausgehen. (Anm.: politische Instabilitäten z.B. a u c h durch Regierungswechsel, usw.)
 - b) Mit zunehmendem Anteil EE höhere Gleichzeitigkeitseffekte bei „zuviel“ Sonne und Wind. Einerseits ist das gut. Andererseits sinkt der Verbrauch fossiler Back-up Energien, womit auch bei hohem CO₂-Preis der strompreissteigernde Effekt der fossilen Kraftwerke wieder nachlässt.
 - c) Fehlendes Vertrauen, s. a)
 - d) Regulatorische Unsicherheiten...

Räumliche Ausgleichsfunktion – Lokale Signale

Auch die lokale Netzsituation muss stärker und intelligent mit einbezogen werden (geographisch und situativ unterschiedliche Netzentgelte als eine Komponente, sowie als Element der Investitionsförderung. Dazu sind unverzerrte Preissignale erforderlich, z.B. fürs Laden von E-Autos. Voraussetzung sind u.a. flächendeckende Smartmeter.)

(Anm. von mir: **Strompreise digital sowie in Ergänzung per halbstündl. Stromampel im regionalen Wetterbericht in den Rundfunknachrichten**)

Dazu muss ein Design gewählt werden, was Flexibilität effektiv berücksichtigt, und nicht benachteiligt.

3 Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft

Europäische Vorgaben:

Unerwartete, hohe Zusatzgewinne in (unerwarteten) Hochpreisphasen durch eine mögliche **Überförderung** sollen vermieden werden. Dem Endverbraucher zugute sollen sie durch eine **Rückzahlungsmechanismus** rückgefordert werden (sogen. „**Claw-Back**“).

Der muss allerdings sachgerecht ausgestaltet sein, dass vor allem

- Kraftwerke, ihre Brennstoffkosten (auch Wasserstoff) refinanzieren können. Sonst besteht am Ende keine Versorgungssicherheit mehr.
- Speicher, ihre Erlöse nicht zu Zeiten absolut hoher Strompreise einfahren, sondern zu bei hohen Schwankungen der Differenz-Strompreise – ganz gleich ob auf insgesamt hohem oder aber niedrigem Strompreisniveau
- Flexible Lasten, mit ihrer Reaktion auf Strompreissignale senken sie ihre Strombezugskosten, was allerdings keinen Erlös darstellt. Ein Rückzahlungsmechanismus würde hier der Erschließung flexibler Lasten entgegenlaufen.

3.1 Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

3.1.1 Bedeutung und Perspektive der EE

Zwischenziel: bis 2030 80% EE

Bis 2040: m.o.w. 100% EE

Nach der Vollendung des Kohleausstiegs soll der weitere Ausbau marktgetrieben erfolgen

(Anm.: **rechnet man bei Erdgas Borloch- bzw. Fracking- sowie Transport-Verluste hinzu, scheint Kohle im Vergleich nicht unbedingt klimaschädlicher zu sein. Quellen u.a.:**

- BGR-Studie: Klimabilanz von Erdgas, Hannover Janu. 2020, angehängter Foto-Screenshot der S. 43: im Unterschied zu den Verlusten bei US-Frackinggas sind Methan-Bohrloch- & Pipelineverluste von russ. Erdgas nicht angegeben: weil Russland hierzu in der Vergangenheit kaum Daten vorlegte!

- Prof. Claudia Kemfert, Wuppertal Institut, 2021 in der taz: "...Erdgas als Brückentechnologie zur Energiewende ist eine hartnäckige, aber falsche Legende. Richtig ist: Gaskraftwerke emittieren zwar weniger CO₂ als Kohlekraftwerke, aber die Schornsteine erzählen nur die halbe Wahrheit. Bei Erdgas verschlechtern auch Förderung und Transport die Klimabilanz. Das Problem dabei heißt nicht Kohlendioxid, sondern Methan.“ ...)

(... ...)

Fördersätze für Neuanlagen nach dem EEG sind seit 2022 viel niedriger als zuvor. Der EEG-Kostenrucksack stammt insbesondere aus den Jahren 2009 bis 2011 (40 ct/kWh).

Eine positive Ausbaudynamik muss dennoch erhalten bleiben, bis 2045 ist eine **Verfünffachung** bei Wind und PV nötig, was dem EEG-Ausbauziel entspricht. Dabei wird eine Verdopplung des Stromverbrauchs bis 2045 auf 1200 TWh bis 2045 zugrunde gelegt, durch steigende Nachfrage bei Verkehr, Gebäudewärme, Industrie und Wasserstoff-Elektrolyse.

„Ketzerische“ Frage von Martin L. : beim Windrad gelten mind. 500m Abstand zum doppelverglasten Schlafzimmerfenster. Müsste das für mindestens ebenso empfindliche Wild-, Weide-, oder Meerestiere zumindest nachts nicht ebenso gelten? WAS muten wir Städter hier einseitig der Natur zu, nehmen uns aber das Recht auf Schutzzonen raus? Auch Nabu und BUND klammern diese Frage bislang offenbar aus.)

Investitionsrisiken beim weiteren EE-Ausbau

- Gleichzeitigkeitseffekte erhöhen die Unsicherheit der Refinanzierung durch Strommarkterlöse auch wg stärkerer bei höherem Anteil von EE, s. a, Kap. 2. b)
- Tempo der Elektrifizierung
- Umfang der Flexibilisierung
- Ertragsgüte zukünftiger Wetterjahre

Ein höherer CO₂-Preis reicht allein nicht, für den Ausbau, für einen risikoscheuen Kapitalmarkt sind sie heute zu niedrig, s. Kap. 2.

3.1.2 Zukünftiger Investitionsrahmen für EE

Der Status Quo einer gleitenden Marktprämie gibt Investoren momentan einen verlässlichen Rahmen. Er läuft aber Ende 2026 aus. Eine neue Regelung muss mit einem Rückzahlungsmechanismus „Claw-Back“ ausgestaltet sein, s. Kap. 3 am Anfang.

...Ein Investitionsrahmen setzt sich aus Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag zusammen... (Das ganz Kapitel ist recht kompliziert zu verstehen) ...um ein möglichst großes EE-Segment zu ermöglichen. Soll er nur Investitionen schützen, die ohne solch einen Rahmen keine Chance hätten.

Kontinuität, Akzeptanz und geringe Komplexität: Eine zu abrupte Umstellung eines Systemwechsels birgt die Gefahr eines verunsichernden Fadenrisses und „Abwarten“ erhöhen. Dadurch brach die Neuzulassung von Windrädern 2017 stark ein. (Abb. 7 Seite 34 der Originalstudie)

Box 4: ...die begrenzten Ressourcen

- Biomasse sollte schwer zu dekarbonisierenden Bereichen vorbehalten bleiben, wie dem Flugzeug- und Schiffsverkehr (als Kerosin bzw Methanol)
- Wasserkraft ausschließlich zur Netzstabilisierung
- Geothermie für Wärmeversorgung

3.1.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen EE

Produktionsabhängig:

Option 1 Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (mit Marktwertkorridor) zweiseitig

Option 2 Produktionsabhängiger Vertrag ohne Marktwertkorridor, zweiseitig

Produktionsunabhängig:

Option 3 Produktionsabhängiger Vertrag zweiseitiger Differenzvertrag

Option 4 Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

(... .. Erklärungen auf S. 36 der Studie)

Die Bundesregierung hat sich auf Option 4 geeinigt (S. 37). Begründung:

Während beim Hochlauf die EE-Stromerzeugung schrittweise in den Markt integriert werden muss, braucht es einen verlässlichen kosteneffizienten Rahmen. Mit dem Ende der Kohleverstromung läuft die Förderung der EE aus. (...und Gas??) Der Ausbau neuer EE soll auf Investitionskostenförderung umgestellt werden, um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. Perspektivisch werden EE keine Förderung mehr erhalten, wenn der Strommarkt ausreichend flexibel ist und es genug Speicher gibt.

Den Beschlüssen der Bundesregierung entspricht die Umstellung der Investitionskostenförderung der Option4:

(... .. S. 38 bis 49 der Studie: sehr ausführliche Darstellung von Option 1-3)

Box 6: Möglichkeiten zur Bemessung des Strompotentials:

Wetterdaten:

- a) **anlagenscharf durch integrierte Sensoren** messen. Ob das schnell genug und zu vertretbaren Kosten umsetzbar ist, scheint nicht sicher.
- b) von externen, **kommerziellen Wetterdiensten** beziehen, die meist auf Wettermodellen beruhen. Mit u.U. geringen technischen Hürden, dafür ggf ungenauer → Korrekturfaktoren würden evtl. nötig.
- c) Statt Wetterdaten eine gewisse Anzahl bestimmter Anlagen jeder Technologie **als Referenz für eine durchschnittliche Einspeisemenge** bestimmen. Ist am billigsten, kann aber Abweichungen der Einzelanlage nach sich ziehen, die dann mit Korrekturfaktoren ausgeglichen werden müssen.

Option 4 (S. 50), die das BMWK bevorzugt: Betreiber erhält als Investitionsschutz eine Kapazitätzahlung als stündliche fixe Vergütung pro kWh installierter Leistung, und zwar über einen längeren Zeitraum gestreckt. Ergänzt wird das durch einen produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag, der sich am möglichst anlagengenau zu messenden Produktionspotential, basierend auf den Wettermodellen, orientiert. (Erklärung: Dieser Refinanzierungsbeitrag, gemessen am stündlich momentanen Produktionspotential dieser Anlage, muss immer an den Staat zurückgezahlt werden. Im Ausgleich dazu bekam der Betreiber ja die fixe Vergütung eines Investitionsschutzes.) Hierdurch erhält der Betreiber den Anreiz, allen Strompreissignalen zu folgen. Bei (zukünftig häufigeren) Minuspreisen also abzuschalten, bei Hochpreisen einzuschalten, oder auch die, ggf seine PV in die morgens und abends günstige Ost-Westrichtung auszurichten. Was dann durch einen Faktor beim Produktionspotential, gemessen durch eine Referenzanlage, berücksichtigt wird. (Anm.: ?..hoffentlich habe ich das alles richtig begriffen??)

3.2 Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

3.2.1 Gewährleistung von Versorgungssicherheit im dekarbonisierten Stromsystem

Der deutsche Standard der Versorgungssicherheit sollte bei über 99,96% der Stunden liegen. Zusätzlich können das Reservekraftwerke absichern. Wurde das früher durch konventionelle Kraftwerke abgesichert, besteht im EE-System die Grundlast aus Wind und PV. Kurzfristige Schwankungen werden durch kurzfristige Back-up Speicher sowie flexible Lasten ausgeglichen, längerfristige (über Wochen) durch H2-ready Gaskraftwerke mit grünem oder blauem Wasserstoff, aber auch biogenen Brennstoffen. Für Kraftwerke ist ein konkreter Wasserstoffumstiegspfad vereinbart.

3.2.2 Zukünftiger Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Zukünftig gehen die Einsatzstunden von solchen Back-up Kraftwerken zurück, und dadurch mit zunehmenden Unsicherheiten auch ihre Erlöse.

Grundsätzlich können solche Back-up Kraftwerke refinanziert werden, weil sie steuerbar sind und bei hohen Strompreisen gezielt hohe Erlöse einfahren können. Aufgrund großer zukünftiger Unsicherheiten auch über den Strompreis ist eine Stärkung für solche Langzeitinvestitionen dennoch erforderlich.

Box 9: Für unvorhersehbare, seltene Ereignisse, die vom Merit-Order Strommarkt nicht abgedeckt werden können, muss eine Extra-Reserve bereitgehalten werden. Der letzte Anbieter einer sogenannten marginalen Einheit, die Angebot und Nachfrage zusammenbringt, bestimmt den Marktpreis. Den erhalten dann alle Verkäufer. Diese „Marginalpreisbildung“ stellt sicher, dass die günstigsten Erzeugereinheiten zuerst genutzt werden.

Box 10: Reserven für außerordentliche Extremfälle sind laut EU-Recht darüber hinaus vorzuhalten. Sie sind außerhalb des Marktes, um „blinde Flecken“ zu vermeiden, und bestehen hauptsächlich aus Bestandsanlagen (**älteren Kraftwerken?**)

3.2.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Abbildung 13: Handlungsoptionen zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt

Box 11: Vielfältige Vorgaben nach EU-Recht, u.a. Claw Back und Emissionsrichtlinien (... ..)

Option 1 KMS – Spitzenpreishedging (= Absichern)

Box 12: Stromterminhandel als monetäre Absicherung gegen einen Höchstpreis (... ..)

Option 2 DKM (... ..)

Option 3 ZKM (... ..)

Option 4 KKM vom BMWK favorisiert, bedient sich aus Konzepten von DKM und ZKM. Mit dem Ziel, die Vorteile beider Ansätze zu verbinden: Investitionssicherheit für langfristige Investitionen über 15 Jahre – der Markt geht nur max. 3 Jahre (zentrale Komponente, Umlagekosten werden weitergewälzt), sowie Innovationsoffenheit durch Einbindung dezentralen Wissens vor Ort (dezentrale Komponente, Erlöse werden bei der Umlagenberechnung gegengerechnet, was die Umlagekosten senkt).

Abbildung 14: Übersicht Chancen und Herausforderungen der zentralen Optionen für Kapazitätsmechanismen

Kriterien	KMS	DKM	ZKM	KKM
Versorgungssicherheit	+	+	++	++
Investitionssicherheit (ggü. EOM 2.0)	+	+	++	++
Technologieoffenheit	++	++	-	++
Anpassungsfähigkeit/Energiewendekompatibilität an neue Entwicklungen	++	++	-	++
Komplexität/Administrativer Aufwand	-	~	+	~
Regionalisierung	-	~	~	~
Direkte Kosten	+	+	~	+
Anreize Kosteneffizienz	++	++	-	+
Refinanzierung	+	~*	+	+

Bewertung: ++ = Sehr gut; + = Gut; ~ = Neutral; - = Schlecht; * = KMS-Variante mit Mindestpreis

Quelle: Eigene Darstellung

3.3 Lokale Signale

3.3.1 Umgang mit Netzengpässen auf dem Weg zum Full EE

Bislang wurden Kraftwerke in der Nähe von Ballungszentren gebaut, d. h. in Süd- und Westdeutschland. Das ändert sich zunehmend in Nord- und Ostdeutschland. Da benötigt neue Stromtrassen, u.a. aus Skandinavien (Wind), dem Alpen- (Wasser) und dem Mittelmeer-Raum (PV). Deutschland hat dabei eine zentrale Lage für den Stromtransport und Stromhandel als Drehscheibe in Europa. D. h. auch eine Verantwortung für die europäische Integration. Engpässe dürfen nicht zu Lasten des Auslands aufgelöst werden, 70% der Leitungen, die für grenzüberschreitenden Stromhandel relevant sind, müssen dafür auch reserviert bleiben.

Liquide Märkte sind wichtig, um bspw. starke PV-Rampen abzufangen. Dem stehen aber Redispatch-Kosten gegenüber. (= Kosten eines kurzfristig

anweisenden Eingriffs der Netzbetreiber in die geplante Lastverteilung der Erzeuger, damit Netzengpässe/Überlastungen beherrschbar bleiben). Der Redispatch stellt eine zunehmende Herausforderung dar.

Box 13: Dazu muss die Erzeugung vor dem Engpass kurzfristig heruntergefahren- und nach dem Engpass hochgefahren werden. Im südlichen Teil Deutschlands reichen dazu in manchen Situationen die Kraftwerksreserven nicht mehr aus. Ab 2026 sollen es grenzüberschreitenden, europäischen Redispatch geben, der jedoch sehr komplex zu implementieren ist. Am häufigsten musste Wind abgeregelt werden. Doch immerhin 97% des EE-Stroms konnte 2023 noch zum Verbraucher transportiert werden. 2023 kostete der Redispatch 3,1 Milliarden Euro.

Deshalb Neubau von Stromtrassen. Auch werden die Reserven von Freileitungen jetzt vermehrt ausgeschöpft, d.h. ihre temperaturbedingte Belastung im Vergleich zur aktuellen Umgebungstemperatur ausgeschöpft. Und Hochtemperaturleitungen werden hinzugebaut.

Allerdings wird das Netz nicht auf die höchste Erzeugungsspitze ausgebaut, weil das unwirtschaftlich ist.

3.3.2 Rolle und Bedeutung lokaler Signale

Bei flexiblen E-Autos und Wärmepumpen geht es um netzverträgliche Einsatzentscheidungen. Bei anderen Stromgroßverbrauchern wie Elektrolyseuren um Standorte, wo sie Netzengpässe entlasten. Z.B. in Norddeutschland. Eine Wasserstoffleitung transportiert 10x mehr Energie als eine Stromleitung. (Verluste? Kosten? ...und unter der Voraussetzung eines parallelen Wasserstoff-Fernleitungsnetzes und Speicherung in Oldenburger Kavernen. Könnte man zu 50% nicht genauso a u c h eine 2. Stromtrasse bauen?? Dann könnten sie nebst Wasserstoff/Ammoniak-Speichern zu 50% auch neben den „Winter“-Verbrauchszentren in Süddeutschland stehen, meine ich. Oder Ammoniak im Bahnkesselwagentransport nachts, müsste untersucht werden.)

Signifikant mehr Elektrolyseure im Süden Deutschlands, als bislang geplant, könnte den Netzausbau und die einheitliche Gebotszone vor unlösbare Aufgaben stellen, wenn nicht weitere Maßnahmen ergriffen werden

Wasserstoffpipelines und Speicher sind für diese Standortentscheidung (im Norden) entscheidend.

Ein deutlich sichtbarer, variabler Netzpreis ist als lokales Engpass-Signal wichtig, um die beschränkte Netzkapazität für Standortentscheidungen sichtbar

zu machen. Z. B. als Förderabschlag für Erzeugungsanlagen, die sich in Netzregionen mit bereits knapper Anschlusskapazität befinden.

Lokale Signale schaffen räumliche Anreize, freiwillig a) dort Strom zu verbrauchen, wo viel Grünstrom im System ist. Und b) dies dann zu tun, wenn in der Region viel Sonne und Wind vorhanden ist. Das hat einen positiven Nutzen für das Gesamtsystem.

...und zwar

1. Investitionsanreize
2. Dispatch, Verbrauchs- und Speicher-Anreize (Dispatch = Einsatzplanung von Kraftwerken)

Damit wird 1. Das Netz entlastet, 2. Die lokale Nutzung von Strom erhöht (Systemeffizienz) und 3. Können Verbraucher von Strompreisen profitieren, dann wann er günstig ist. **(Vorschlag: Halbstündliche Stromampel in den Nachrichten des lokalen Wetterberichts in den Nachrichten oder App)**

Ggf. politische Herausforderung regionaler Verteilgerechtigkeit, Wettbewerbsfähigkeit und Investitionssicherheit, die u.U. kompensiert werden sollte.

Box 14: dazu muss der Redispatch reibungslos funktionieren. In Süddeutschland fehlen aber bereits heute Hochfahrkapazitäten.

3.3.3 Mögliche Handlungsoptionen für lokale Signale

Abbildung 16: Handlungsoptionen für lokale Signale

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3
Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpassmanagement

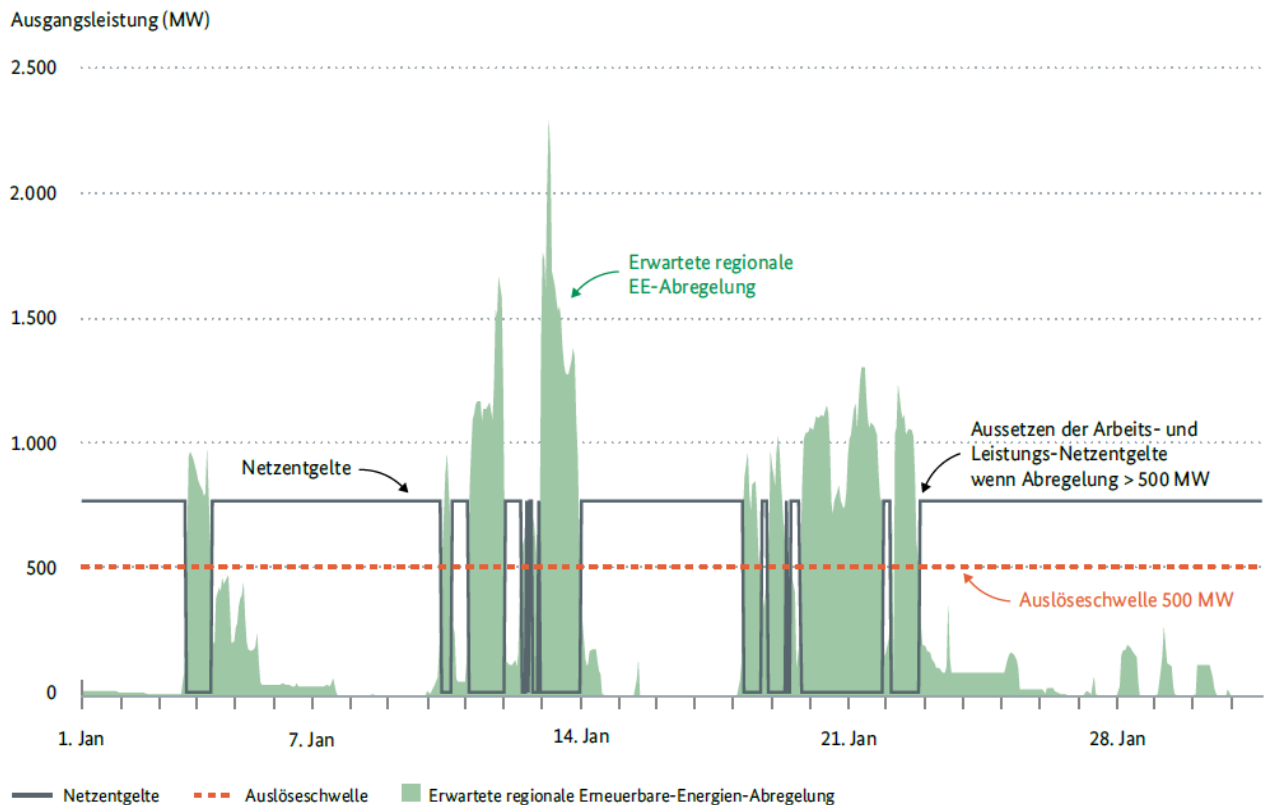
Option 1 (... ..) Netzentgelte sollten zu Zeiten eines regionalen Überschusses (Starkwindzeiten, Stark-PV-Zeiten) nur in der Überschussregion ausgesetzt werden, um den Verbrauch in dieser Region zu verbilligen und anzukurbeln. Damit muss wg Netzengpässen nach Süden hin nicht mehr so viel Wind abgeregelt werden, auch der Redispatch wird geringer. (Vorschlag der Agora Energiewende 2023)

Voraussetzung ist eine viertelstundenscharfe Verbrauchsmessung und -Abrechnung auf der Nachfrageseite. Der entgangene Erlös für den regionalen Netzbetreiber soll aus bundesweiten Netzentgelten umgelegt werden.

Bei richtiger Ausgestaltung wird strategisches „**Gaming**“ am Strommarkt vermieden.

Für Speicher und Elektrolyseure ist die Anreizwirkung leider nur begrenzt, da sie momentan kein Netzentgelt zahlen.

Abbildung 18: Aussetzen von Netzentgelten in Abhängigkeit der erwarteten regionalen EE-Abregelung (illustrativ)



Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen

,a) Erzeugeranlagen wie b) Kraftwerke Elektrolyseure regional so steuern, dass sie Netzengpässen entgegenwirken. Das führt dazu, dass Windräder an windschwachen Standorten auch nach EEG an Land mehr gefördert werden (und auch sollten!), als an windstarken Standorten. Weil es das Netz entlastet. Auch Elektrolyseure könnten systemdienlich je nach spezifischem Standort stärker gefördert werden.

Nachteil:

- nur Investitionsentscheidungen werden gefördert, nicht Betriebsentscheidungen.
- Ggf. weniger Wettbewerb in den Ausschreibungen
- Nach EU Recht regional schwieriger durchzusetzen.

Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement.

Momentan werden keine flexiblen Lasten im Redispatch eingebunden, was in Zukunft anders werden muss.

Momentan werden nur Erzeuger vom Brennstoff her für den Redispatch entschädigt, keine Lasten. Eine Kostenschätzung für Lasten im Redispatch ist kaum möglich. Die Abregelung eines E-Autos hat keine objektiv messbaren Kosten, aber subjektive, wenn sich ein Urlaub dadurch verzögert.

Box 15: strategisches „Gaming“ in Redispatch-Märkten wurde -bei vorhersehbaren Engpässen- in Großbritannien nachweislich beobachtet. Und in Deutschland sind viel Engpässe vorhersehbar. Deshalb ist es für die Erzeugerseite sinnvoll, am regulatorischen Redispatch festzuhalten. Bei Lasten ist eine regulatorische Einbindung jedoch nicht möglich. Die Regelung „Nutze statt Abregelung“ soll *tatsächlich zusätzliche* Lasten erzielen, und zwar dann vergünstigt. Wie das geschehen kann, **soll auch hier diskutiert werden**

Box: Exkurs Gebotszone (... ..)

3.4 Nachfrageseitige Flexibilitätspotential heben

3.4.1 Rolle von Flexibilität im dekarbonisierten Stromsystem

Paradigmenwechsel Flexibilität

Z.B. mittags das E-Auto laden, und dabei von niedrigen Strompreisen profitieren. Weil dadurch der Bedarf in den teuren Stromstunden abnimmt, sinkt der durchschnittliche Strompreis für alle. Eine Absicherung der letzten kWh allein durch Kraftwerke, wäre zu teuer.

Ein leistungsfähiges Stromnetz verbindet Deutschland mit Speicherseen Skandinaviens und der Alpen, sowie mit der PV des Mittelmeerraums.

Taktgeber für die Sektorkopplung (andere Bereiche wie E-Autos, Wärmepumpen usw.) ist das **Preissignal**

Box 16: Digitalisierung der Energiewende
„Smartmeter“ und Koordinations-Infrastruktur müssen digitalisiert werden.

Flexibilisierungs-Hemmnisse müssen abgebaut werden, Wahlfreiheit soll trotzdem erhalten bleiben.

3.4.2 Aktionsbereiche zum Abbau von Flex-Hemmnissen

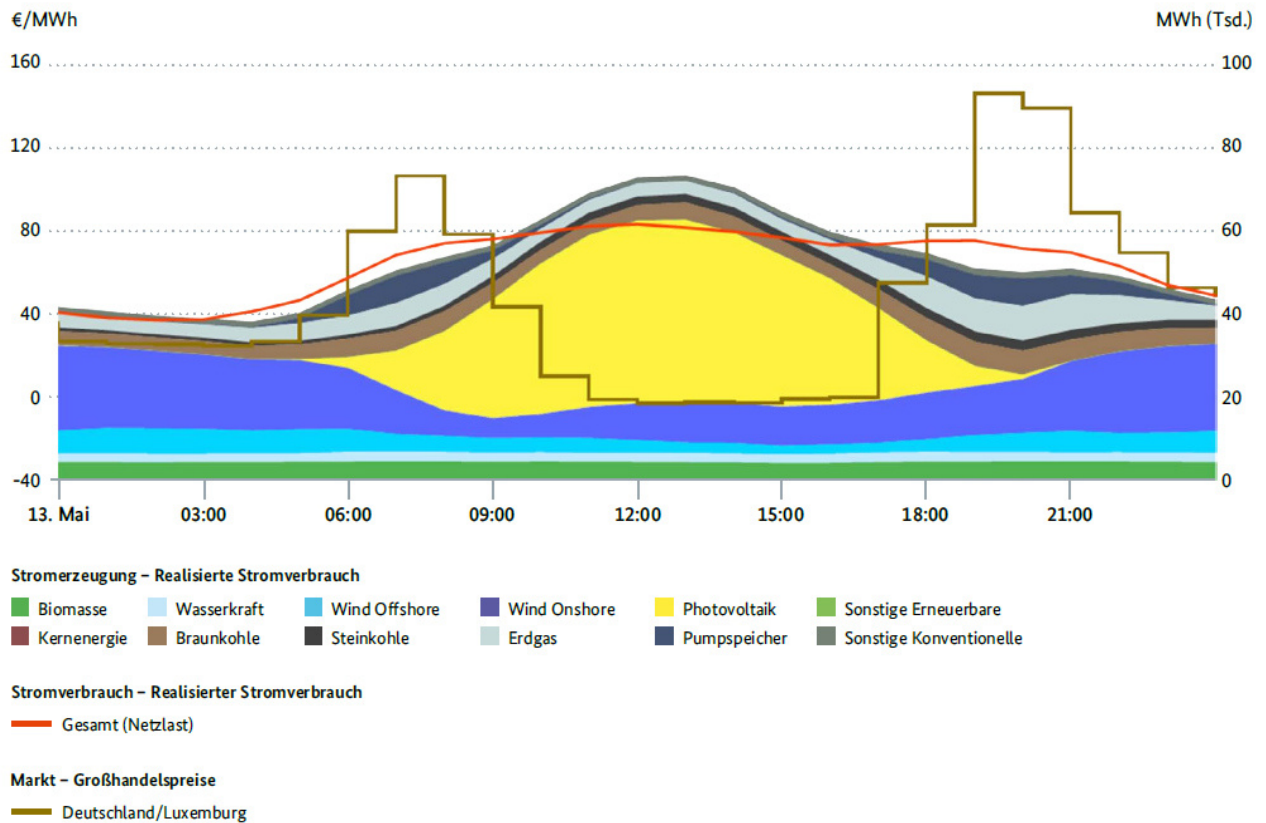
- dynamische, innovative Tarifmodelle
- zeitvariable Netzentgelte
- Ermöglichung von Flexibilität auch bei Begünstigungen (unter Beibehaltung von industrieller Wettbewerbsfähigkeit)

Aktionsbereich 1

- Den Weg frei machen für dynamische Tarifmodelle

Bild: 11-17 Uhr kostet Strom 0,-, Nachfrage reagiert kaum (Komfortbedürfn.) :

Abbildung 19: Erzeugung, Verbrauch und Day-Ahead-Strompreis in Deutschland am am 13. Mai 2024



Quelle: Bundesnetzagentur auf Basis von SMARD (2024 b)

Dazu braucht es innovative Tarifmodelle mit verschiedenen Abstufungen der Risikobereitschaft zu ggf. mitunter hohen Marktpreisen. Sowie Smartmeter. Die neuen Flex-Tarife müssen aber überwacht/monitored werden.

Aktionsbereich 2

Chancen einer neuen Netzentgeltstruktur...

Neben der Beschaffungskosten sind Netzentgelte die zweithöchste Komponente des Strompreises.

Box17: Sie sollen für Industrie und Kleinverbraucher nach und nach zeitvariabel gestaltet werden, wie früher schon für Nachtspeicherheizungen. (...)

Für Großverbraucher ist bei Starkwind häufig das Netzentgelt hoch ist, auch bei negativem Strompreis. Als Lösung müssen Netzentgeltmodell gefunden werden, die beidseitige Flexibilität ermöglichen und gleichzeitig die Netzkosten refinanzieren.

Eine hohe gleichzeitige Last im Netzgebiet bringt das Stromnetz an seine Grenzen, nicht die individuelle Lastspitze. Darum den Arbeitspreis zeitvariabel gestalten, so dass sich Lastverschiebung in Zeiten niedriger Auslastung des Netzes rechnen.

Aktionsbereich 3

Industrielle Flexibilität ermöglichen, dennoch die Wettbewerbsfähigkeit bewahren, individuelle Netzentgelte weiterentwickeln.

Es gibt individuell reduzierte Netzentgelt für Großverbraucher mit bis zu 90% Rabatt:

- a) bei gleichmäßiger Netznutzung („7000 h-Regel“) sowie
- b) atypischer Netznutzung, wenn der maximale Stromverbrauch planbar netzdienlich, d.h. außerhalb festgelegter Höchstlast-Zeitfenster erfolgt.

Heutige Unternehmen nutzen ihre Flexibilitätspotentiale, um Netzentgelte zu optimieren, nicht den Verbrauch. Netzentgelte setzen somit Fehlanreize, wenn Strom nicht bevorzugt verbraucht wird, wenn viel Sonne scheint, oder Wind weht.

Der somit erforderliche(r) Anpassungsbedarf ist allgemein von der PKNS anerkannt, als eines der Haupthindernisse für eine stärkere Flexibilisierung des individuellen Verbrauchs. Nun hat die Bundesnetzagentur befristet (bis 2025) erst einmal verfügt, dass der Verbrauch flexibilisiert werden darf, ohne dass die Rabatte wegfallen. Ebenso muss mit Augenmaß überprüft werden, ob Zeitfenster nicht anders zu definieren/legen sind, bzw. mehrere Zeitfenster festgelegt werden müssen. Innerhalb der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ist die Schaffung einer besseren Systemdienlichkeit für Industrie und Elektrolyseure entscheidend.

Ein flexibles Kapazitätsmarktdesign ist zu wählen (vgl. Kapitel 3.2.3)

Hierzu dienen auch die vertiefenden Konsultationen des BMWK durch dieses Papier.

4 Zusammenschau der Handlungsfelder für ein Marktdesign der Zukunft

Kombinationen und Wechselwirkung der Bausteine (... ..)

Abbildung 20: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen

EE	Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (ohne Marktwertkorridor)	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag
Steuerbare Kapazitäten	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt
Lokale Signale	Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpassmanagement	
Flexibilität	Preisreaktion ermöglichen – dynamische und innovative Tarifmodelle umsetzen	Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen	Industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren	

(... ..) ...eine gemeinsame Ausschreibung steuerbarer (Kraftwerke, Speicher usw.) und variabler Kapazität (Wind, PV) ist nicht zielführend. Gemeinsam ist jedoch, dass Investoren langfristig einen verlässlichen Rahmen benötigen, um die Risiken ihrer Investition abzusichern. Inklusiv einem Rückzahlungsmechanismus nach EU-Design.

Wechselwirkungen mit anderen Segmenten des Energiemarkts sind zu optimieren. Z.B. Kraftwärmekopplung, Biogas aus Gülle, usw. Diesbzgl. ist es das europarechtlich vorgegebene Ziel, Doppelförderungen zu vermeiden.

5 Konsultationen

(... ..) das BMWK lädt die Öffentlichkeit ein, sich daran über die Leitfragen zu beteiligen. Rückmeldungen werden ausgewertet und veröffentlicht. Der Veröffentlichung seiner Stellungnahme kann man widersprechen

6 Quellverzeichnis

Martin Lindemann, in der EnergieAG des Do. Klimabündnisses

Begonnener Versuch einer teilweisen Beantwortung der komplexen Fragen 02.09.2024

Für welche Institution: Energie AG des Klimabündnis Dortmund - unvollständiger Stand des Diskurses

Vor-/Nachname (* Pflichtfeld): Martin Lindemann, Dipl. ChemieIng i.R. =**M.L.**

Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen?

M.L.: Ja

Begründung: die Herausforderung ist komplex. Sie sollte weder ggf. geringverdienende Bürger noch (Export-)Industrie noch den Staat überlasten. Dabei sollte sie halbwegs "gerechten" Maßstäben genügen - was höheren Verwaltungsaufwand erforderlich macht. Andererseits muss der Verwaltungsaufwand mit Augenmaß geschehen, um nicht Bürger wie ggf Klein/Unternehmen zu überfordern. Das ist jedoch von der Planung her hochkomplex. Der vorliegende Entwurf bzgl. Strommarkt ist da schon eine detailliert ausgearbeitete, sehr gute Vorlage!

2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

max. 3.500 Zeichen

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?
-

M.L.: wer - im Rahmen legitime - Gewinne machen will, muss auch gewisse Risiken tragen. Zu hohe Erlös-Unsicherheiten +/- sollten steuerlich abgemildert werden. Der einseitige Selbstzweck einer Gewinnoptimierung konterkariert jedoch gemeinnützige Ziele wie positiver Klimaeffekt bei möglichst bezahlbaren Mindest-Stromkontingenten für Alle. Wobei Bürger und Firmen soweit wie zumutbar möglichst angepasst-flexibel sein sollen, um das gemeinnützige Gesamtziel unseres Planeten nachhaltig ins Auge zu fassen. Wer offensichtlich und ohne triftigen Grund gegen verstößt, muss ggf mit 70-90%-iger Gewinnabschöpfungs-(Straf)Besteuerung auch nachträglich rechnen.

3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

max. 3.500 Zeichen

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?
-

M.L.: keine Angabe, diebzgl. kein fundiertes Fachwissen parat. Als Überblicksthese vertrete ich jedoch die Ansicht, ab einem CO₂-Preis von mind. 100,- und mehr steigt der Anreiz für EE-Überschuss-Speicherung (Elektrolyse-Ammoniak) so sehr, dass das marktautomatisch einen EE-Mindestpreis - zumindest mit- stabilisiert. Je höher der Deutschland/EU-weite CO₂-Preis, desto mehr rentiert sich auch EE-Überschuss-Produktion. Nämlich dann, wenn potentielle Elektrolyse-Betreiber -vorwiegend?- Ammoniak oder auch Wasserstoff(??) für EE-ärmere Heiz/Perioden speichern. PARALLEL muss allerdings die EU/heimische Produktion durch CO₂ Import- Nachverzollung bzw. -Export-Rückerstattung wirksam geschützt werden...!!

4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

max. 3.500 Zeichen

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

M.L.:

Optionen 1-4: wenn ich das richtig verstehe, gehen die vier Optionen ansteigend weg von mehr Risiko des Investors (Option 1), hin zur mehr Risikoübernahme des Staates (Option 4). Gleich welche Option, sollte ein Mix mit Augenmaß aus produktions- bzw. verbrauchsnahe Elektrolysen inkl. H₂/NH₃-Speicherung das Risiko negativer Strompreise reduzieren. DAS zusammen mit hohem CO₂-Preis (unter den weiter oben und unten angeführten sozialen und wettbewerblichen Schutzmaßnahmen) sollte so effektiv sein, dass es unerheblicher wird, welche Option eingeführt würde. Unter der Voraussetzung kann ebenso Option 3 und 4 zugestimmt werden. Mit >>100,- pro Tonne sollte der CO₂-Preis ausreichend hoch sein, dass sich Elektrolyse-H₂/NH₃- Speicherung und KWK-Rückverstromung in Hochpreiszeiten übers (Winterhalb)Jahr gesehen rechnet? Bis der CO₂-Preis dazu ein ausreichend hohes Niveau erreicht, sollte der Staat mehr Augenmerk auf die Förderung solche Elektrolyse/Speicherung legen, als

auf Eine der Förderungsoptionen 1-4. Denn durch entsprechende Elektrolyse & Speicherkapazität stabilisiert sich ein rentabler Mindeststrompreis für Wind und PV ja quasi fast von alleine.

lokale Wind-/Sonne- Wetterdaten können sicherlich zur lokalen Steuerung herangezogen werden, solange die zugrunde gelegten Modelle stichprobenartigen auch mal durchgerechnet, geprüft und ggf nachjustiert werden.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

M.L.: nein

Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

M.L.: hoch

2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

M.L.: Flexible Lasten scheinen mir sehr wichtig. Allerdings senkt eine Überdimensionierung die Wirtschaftlichkeit bzgl. der ggf. Investkosten solch flexibler Einspeise-Installationen (ggf Stand-by Biomasse/Gas/H2/Ammoniak-Kraftwerke?)

3. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

M.L.: Parallel zu in schnellen Schritten erhöhtem CO2-Preis >> 100,- pro Tonne, sollten fixe Einspeisevergütungen für PV bei Negativstrompreisen reduziert oder ggf im ersten Schritt halbiert werden. Somit eingesparte Bundeszuschüsse sollten zur Förderung von Langzeitspeichern einer Wasserstoffelektrolyse, z.B. als Ammoniak gelagert, zur regionalen KWK-Stützung im Winter umgewidmet werden.

Strompreise sollten sich schrittweise am Börsenpreis für Strom orientieren. Zusammen mit deutlich erhöhten CO2-Kosten pro Tonne scheint das ein gutes Instrument zur Steuerung. Natürlich müssen sozial schwache Menschen gewisse vergünstigte Stromkontingente beziehen dürfen, ebenso wie manche Industrie. Besonders ist auf (CO2-)Nachversteuerung bei Importgütern sowie ggf. CO2-

Steuer-Rückvergütung in Länder des Wettbewerbs zu achten, die keine dementsprechenden Sozial- und Klima-Standards haben.

4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

M.L.: als notwendig und gut!

5. Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

M.L.: ja

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

M.L.:

noch einmal zusammenfassend im Überblick: Es drängt alles hin zum Umbau der Festpreis-Stromtarife hin zur aktuellen Börsen-Marktpreisweitergabe im dynamischen Halbstunden-Tarif bis zum Endverbraucher. Natürlich inklusiv einer Härtefall-abfedernden Sozialkomponente für die Bevölkerung. Sowie einer Export-Rückvergütung, Import-Nachversteuerung, usw für die Industrie. Hierzu sind flächendeckende Smartmeter die Voraussetzung. Der höhere Strompreis an windstillen Dunkelwinterabenden wird dann zu einem zusätzlichen Anreiz für teure Speichertechnologie wie grünem Wasserstoff oder -verlustarm lagerbarem- grünen Ammoniak. Bei Bedarf dann im (B)HKW zu verstromen und zu ver-fernheizen... Ein stark ansteigender CO₂-Preis > 100,- pro Tonne (inkl. sozial- abfedernder und Wirtschafts-schützender Komponenten) stützt dann die Wirtschaftlichkeit grüner Speicherenergien automatisch!

Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

'1: Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

M.L.: die sind ebenso notwendig.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Option 1:

Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte

M.L.: wenn von deutlich höherem CO₂-Preis flankiert (inkl. Härten abpuffernder Maßnahmen), ist das gut!

Option 2:
Regionale Steuerung in Förderprogrammen

M.L.: sicherlich wird regionale Förderung aus triftigen Gründen von Standort-Nachteilen nicht unumgänglich sein. Das Haupt-Augenmerk sollte jedoch auf Option 1 liegen.

Option 3:
Flexible Lasten im Engpassmanagement

M.L.:
Solange „Gaming“-Spekulationen zum Nachteil des Verbrauchers mit Redispatch halbwegs klein gehalten bleiben (ggf. durch geeignete, hohe Besteuerung, bzw. Vergünstigung, wenn Gewinne in Stand-by-KWK zwecks Stabilisierung von EE investiert werden), ist Option 3 in Ergänzung zu Option 1 sicherlich gut. Natürlich muss ein gewisser betriebswirtschaftlicher Anreiz für Redispatch-Lasten bestehen bleiben, unter „gläserner“ Aufsicht und ggf. Übergewinn/Verlust-Versteuerung/Erstattung bei transparenter Abrechnung. - S. o. unter Vorteilen mit eingeflochten.

3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?

M.L.: neben genaueren Impulsen an Smartmeter und diverser Apps, parallel auch eine halbstündliche Bekanntgabe einer rudimentären Strom-Ampel im Wetterbericht der regionale Rundfunk- & TV-Nachrichten für nicht online vernetzte Verbraucher. Modell s. Frankreich.

4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

M.L. Schlimmstenfalls kollabiert die Energiewende dann insgesamt?

5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

M.L. Siehe hierüber Punkt 3, sowie Fragen zu Kap. 3.4 unter Pkt. 5

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu dem Handlungsfeld?

M.L.: Nein

Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

M.L. Ja

M.L.: ich stimme überwiegend absolut zu, weil das ausführlich und schlüssig dargelegt wird.

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

M.L.: CO₂-Nachversteuerung der Differenz beim Import, bzw. Export-Rückvergütung der CO₂-Steuerdifferenz. Um Wettbewerbsnachteile unserer Industrie aufgrund unterschiedlicher Sozial-Standards (ggf. fairer Lohn und Krankenversicherung in dem betr. Handels-Land) sowie CO₂-Steuer-Klimastandards auszugleichen. Relativ knapp bemessene, CO₂-steuerreduzierte Sozialkontingente für Niedrig-Verdiener bzw. Gering-Verdiener in zwei Stufen.

rudimentäre Stromampel im Wetterbericht der lokalen Rundfunk- und TV-Nachrichten.

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Hemmnisse: M.L.: wie oben bereits erläutert, wird ein dynamischer Flexitarif nur dann lenkungswirksam zugunsten EE, wenn der CO₂-Preis -mit wenigen „Härtefall“-Ausnahmen- deutlich höher > 100,- pro Tonne ist.

Lösungen: M.L.: CO₂-Preis deutlich erhöhen, unter Berücksichtigung eines gestuften sozialen und Import/Export-wirtschaftl. Hemmnis- und Härten-Ausgleichs, s. Pkt. 2. (Nahezu flächendeckende Smartmeter sind natürlich Voraussetzung.)

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

M.L. - Fortsetzung aus Pkt. 3 Lösungen -

Deshalb parallel zur CO₂-Preiserhöhung auf über 100,- pro Tonne die staatlich garantierte Einspeisevergütung für PV (und Wind?) schrittweise stark reduzieren zugunsten einer 50-75-100%-igen Kostenübernahme des Einbaus von Smartmetern in 3 Einkommensstufen.

Aktionsbereich 2: Zeitvariable Netzendgelte für Industrie und Verbraucher sind absolut zu begrüßen! Netzendgelte für den Endverbraucher sind dabei mit Augenmaß „vorsichtig“ flexibilisieren. „Vorsichtig“ insofern, als dass die

Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein muss. Weshalb flexible Netzentgelte von den Netzbetreibern unter Aufsicht erprobt werden sollen. Um Spekulationsgewinnen vorzubeugen, sollte der Gewinn aus Netzendgelten zu 90% zur Stabilisierung verwendet werden: a) Zubau von Netzen, b) Erzeugungsnaher Elektrolysen für EE-Spitzenangebot inkl. Umwandlung und Speicherung als Wasserstoff oder Ammoniak. Das setzt Lagerung und Leitungen für -verlustreicherer? - Wasserstoff bzw. -verlustärmerer? - Ammoniak zu den regionalen KWK-Zentren voraus. Anm.: Zwar ist Ammoniak (Fisch)giftiger doch ebenso biol. abbaubar. Sichere Tankareale bei vorzugsweisem Bahntransport wären ggf. das Mittel der Wahl. bei sicherem Bahntransport. C) KWK-verbrauchsnaher Elektrolysen (Wasserstoff, Ammoniak). Damit die ebenfalls teuren Stromnetze nicht überlastet werden, sollte eine ausgewogene Mischung aus Lagerkapazitäten einerseits in Erzeugernähe (Norddeutschland), andererseits in Verbrauchernähe (Süddeutschland) geschaffen werden.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

M.L. Nein.