

# Energie- und Klimapolitische Neuausrichtung für die 21. Legislaturperiode: Strukturelle Reformen umsetzen, Privatkapital mobilisieren, Effizienz steigern

MÄRZ 2025

# IMPRESSUM

## TITEL

Energie- und Klimapolitische Neuausrichtung für die 21. Legislaturperiode:  
Strukturelle Reformen umsetzen, Privatkapital mobilisieren, Effizienz steigern

## HERAUSGEBER

EPICO KlimaInnovation (Energy and Climate Policy and Innovation Council e. V.)  
Friedrichstraße 79 – 10117 Berlin, Germany  
Rue du Commerce 72 – 1040 Brussels, Belgium

## ZITATANGABE

EPICO KlimaInnovation. (2025). „Energie- und Klimapolitische Neuausrichtung für die 21. Legislaturperiode:  
Strukturelle Reformen umsetzen, Privatkapital mobilisieren, Effizienz steigern“. Policy Paper. Brüssel und Berlin.

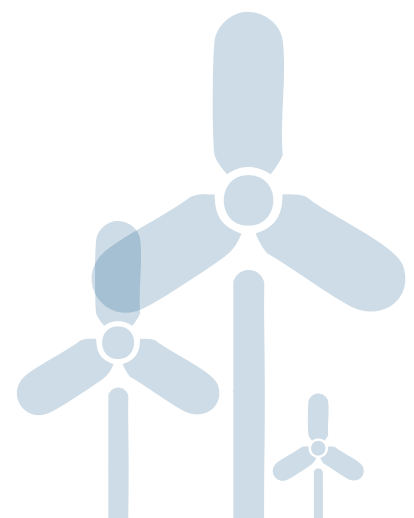
## GESTALTUNG UND UMSETZUNG

Nicolas Höfer



# INHALTSVERZEICHNIS

EXECUTIVE SUMMARY.....	1
KAPITEL 1: HERAUSFORDERUNGEN UND AUSGANGSLAGE.....	6
KAPITEL 2: HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FINANZIERUNG UND INVESTITIONEN.....	9
2.1 Kostenbelastung durch Netzausbau senken, staatliche Zuschüsse auf Mindestmaß deckeln... 9	
2.2 Kapitalmärkte für die Transformation mobilisieren und kleinere Akteure an Kapitalmärkte heranzuführen.....	10
2.3 Kreditfinanzierung und Risikoabsicherung verbessern, privates Kapital aktivieren.....	11
KAPITEL 3: HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN STRUKTURREFORMEN.....	13
3.1 Energie & Industrie.....	13
3.2 Gebäude.....	15
3.3 Verkehr.....	16
3.4 Stahl.....	17
3.5 Landwirtschaft.....	18
3.6 Wasserstoff.....	19
3.7 Flexibilitätsagenda für den deutschen Strommarkt.....	19
3.8 Carbon-Management-Strategie 2.0.....	21



# EXECUTIVE SUMMARY

## AUSGANGSLAGE UND HERAUSFORDERUNGEN

Deutschland steht vor den größten wirtschaftspolitischen Herausforderungen seit der Wiedervereinigung. Steigende Energiepreise setzen die Industrie und Haushalte unter Druck, die Sorge vor Deindustrialisierung wächst. Gleichzeitig wachsen globale Märkte für Klimalösungen rasant. Die Kosten des Nichthandelns überstiegen die notwendigen massiven Investitionen für den Weg zur Klimaneutralität. Ein klimaneutraler „Business Case“ in Deutschland entsteht aber nur mit einer kosteneffizienten Neuausrichtung der Energie-, Klima- und Industriepolitik.

Das Sondierungspapier von CDU/CSU und SPD nennt an vielen Stellen richtige Stichworte, beispielsweise bei den Themen Finanzierung, wettbewerbsfähige Strompreise für die Industrie, Ausweitung des Energieangebots, Carbon-Management-Strategie und Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe (z.B. Stahl). Strukturelle Reformen zur Kostenreduktion, die nicht nur die Symptome hoher Preise, sondern die Ursachen adressieren, fehlen jedoch weitgehend.

Mit dem Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität schafft die Politik Fakten. Nun muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Mittel effizient für eine umfassende Aktivierung privaten Kapitals eingesetzt werden und notwendige strukturelle Reformen angegangen werden.

Auf europäischer Ebene gibt insbesondere der Clean Industrial Deal und der Aktionsplan für erschwingliche Energiepreise der deutschen Politik Hebel für eine wettbewerbsfähigere und kosteneffizientere Transformation an die Hand, die die kommende Bundesregierung nutzen und aktiv mitgestalten sollte. Der europäische Binnenmarkt und seine Potenziale müssen bei den Koalitionsverhandlungen als Referenzrahmen dienen, um ineffiziente Insellösungen zu vermeiden.

## INVESTITIONSBEDARF UND FINANZIERUNG

Um die doppelte Herausforderung aus Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit anzugehen, sind Investitionen in großem Umfang erforderlich. Im Mittel verschiedener Studien beträgt der Investitionsbedarf bis 2030 229 Milliarden Euro für die Energieinfrastruktur im engeren Sinne und weitere 233 Milliarden Euro für Energieerzeugungsanlagen. Staatliche Mittel können im engeren Sinne zum Stemmen solcher Summen nicht die Lösung sein, jedoch als Hebel fungieren – die Mobilisierung von privatem Kapital ist essenziell. Aufgabe der Politik ist es, stabile regulatorische Rahmenbedingungen und gezielte Anreize zu schaffen und eine **effiziente Mittelverwendung** sicherzustellen, zu der auch Einsparungen gehören. **Entsprechende Vorschläge dazu finden sich in Kapitel 2.** Diese umfassen:

- Eine Verlängerung der **Abschreibungszeiträume** für Investitionen in die Netzinfrastuktur, sowie eine **Anpassung des Netzausbaus** an den insgesamt langsam voranschreitenden Grad der Elektrifizierung.
- Verstärkte Aktivierung von privatem Kapital für die Transformation; beispielsweise durch „**capacity building**“ für **Stadtwerke**, die sich zunehmend dem Kapitalmarkt zuwenden müssen, um die Transformation zu stemmen sowie die Ausgliederung von Projekten in **Zweckgesellschaften**.
- Die verstärkte Nutzung von **staatlichen Garantien** kann insbesondere kleinen und mittleren Unternehmen einen besseren Zugang zu Kapital zu ermöglichen, um Risikoprämien abzusenken.
- Den Einbezug von **institutionellen Investoren**, indem standardisierte Risiko-Rendite-Profile ermöglicht werden, die transparent und mit anderen Anlagemöglichkeiten konkurrenzfähig sind.

Ein umsichtiger Umgang mit öffentlichen Mitteln ist auch bei **kurzfristigen Entlastungen** für die Industrie erforderlich. Die im Sondierungspapier in Aussicht gestellte Absenkung der Strompreise um 5 Cent pro kWh, unter anderem durch eine Halbierung der Übertragungsnetzentgelte, würde wohl jährliche Kosten von mindestens 11 Milliarden Euro verursachen.

Eine bessere Balance zwischen Unterstützung der Industrie einerseits und fiskalischem Bedacht andererseits könnte ein **variabler Bundeszuschuss zur Stabilisierung der gesamten Netzkosten sein**. Dieser wäre immer noch teuer, würde aber zumindest „nur“ mit rund 5 Milliarden Euro pro Jahr zu Buche schlagen.

Parallel muss eine strukturelle Reform der Netzentgelte in die Wege geleitet werden, die Flexibilisierung ermöglicht und damit Stromkosten für Verbraucher und Systemkosten senkt. Eine wichtige Aufgabe für eine Reform der Netzentgeltstruktur ist auch die Stärkung **lokaler Strompreissignale**. Darin liegt auch eine mögliche Alternative, falls sich, was zu erwarten ist, Deutschland im Rahmen der europäischen Gebotszonenüberprüfung gegen einen Strompreiszonen split positioniert. Der Aufteilungsvorschlag aus Brüssel ist noch im Frühjahr zu erwarten.

## REFORMVORSCHLÄGE FÜR WETTBEWERBSFÄHIGKEIT UND KLIMANEUTRALITÄT

Investitionen allein reichen nicht aus – Strukturreformen, die stärker auf Marktkräfte und Technologieoffenheit setzen, sind notwendig. Der neue Clean Industrial Deal und Aktionsplan für erschwingliche Energie können dafür als Sprungbrett dienen und europäische Synergieeffekte nutzen.

Entsprechende Handlungsempfehlungen finden sich in Kapitel 3. Dazu gehören u.a.

- **Energieangebot ausweiten, Erneuerbaren-Förderung reformieren:** Einführung nationaler Garantien, die im Normalfall nie gezogen werden, um das volle Potenzial des förderfreien Ausbaus der Erneuerbaren zu nutzen und in die Breite des Mittelstandes zu tragen. Gleichzeitig sollte die verbleibende staatliche Fördersystematik für erneuerbare Energien bei der Umstellung auf europäisch vorgegebene zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference (CfD)) auf maximale Systemintegration hin optimiert werden.
- **Gaskraftwerksausschreibungen integrieren:** Die Ausschreibungen von neuen Gaskraftwerken sollten im Sinne eines möglichst effizienten Designs schlussendlich mit dem geplanten Kapazitätsmechanismus in einem gemeinsamen Markt münden. Zumindest mittelfristig sollte ein ineffizientes Parallelregime von steuerbaren Erzeugungskapazitäten aus Kraftwerkssicherheitsgesetz und Kapazitätsmechanismus vermieden werden.

- **Klimaschutz im Gebäudesektor voranbringen und Verfahren entbürokratisieren:** Eine praxisnahe „Entschlackung“ des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sollte schnell umgesetzt werden.

Eine technologieoffene Förderung und Umstellung der Förder-systematik auf feste Förderbeträge, um so Einsparpotenziale für den Bundeshaushalt von mindestens 1,4 Milliarden Euro pro Jahr zu heben, sollte hier mitgedacht werden. Dabei kann die EU-Gebäuderichtlinie und EU-ETS2 effizient als Hebel für eine Neuausrichtung des Klimaschutzes auf Gebäudeebene genutzt und Gesetzesnovellen entsprechend synchronisiert werden.

- **Leitmärkte für klimaneutrale Produkte wie Stahl:** Deutschland sollte seine anwachsende öffentliche Beschaffung als Hebel für Klimaneutralität nutzen, statt zusätzlich übermäßig teure Subventionen für einzelne Unternehmen zu vergeben. Dafür sollten Standards für klimafreundliche Grundstoffe angewendet werden, die europäisch abgestimmt sind und die Gesamtemissionen entlang der Lieferkette transparent berücksichtigen. Die öffentliche Beschaffung mit verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien kann gezielt auf CO<sub>2</sub>-arme Stahlprodukte in der Verteidigung, im Transportwesen und in der Infrastruktur ausgerichtet werden, um eine langfristige Nachfrage nach wasserstoffbasiertem Stahl zu sichern.
- **Wasserstoffhochlauf beschleunigen:** Überkomplexe EU-Vorgaben verteuern die Produktion von grünem Wasserstoff um bis zu 2,4 Euro/kg und verhindern eine schnelle Skalierung. Deswegen bedarf es einer Anpassung mindestens bis 2035. Die Förderung von Wasserstoff sollte technologieoffen sein und auf realen Emissionswerten statt auf spezifischen Produktionsmethoden basieren.

- **Flexibilität im Strommarkt nutzbar machen:** Flexibilität ist im Strommarkt der Zukunft entscheidend, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten, Systemkosten zu senken und Stromrechnungen zu verringern. Im Clean Industrial Deal fordert die EU-Kommission die Mitgliedstaaten auf, Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Die nächste Bundesregierung sollte diesen Impuls aufgreifen und ein koordiniertes Maßnahmenpaket verabschieden als **Flexibilitäts-Agenda**. Zentral ist die Förderung nachfrageseitiger Flexibilität. So ließe sich der smart-meter roll-out in

---

<sup>1</sup> European Commission (2020). Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28. [https://energy.ec.europa.eu/publications/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-28_en). TOTEX in Höhe von 546 EUR/Meter in DEU ggü. einem europäischen Durchschnitt von 201 EUR/Meter.

Deutschland deutlich beschleunigen, wenn man ihn auch für einfachere und kostengünstigere Zähler (fernauslesbare moderne Messeinrichtungen) öffnen würde.

■ **Carbon-Management-Strategie (CMS) 2.0. ausarbeiten:**

Im Sondierungspapier haben sich SPD und CDU/CSU bereits darauf verständigt, einen Gesetzespakt zur Erleichterung der Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage (CCS)) in der Industrie vorzulegen. Außerdem sollte eine „CMS 2.0“ bei der Speicherung an Land von einem „opt-in“ der Bundesländer zu einem „opt-out“ wechseln.

Der Grund: Die Speicherung an Land ist gängigen Schätzungen zufolge um ein Vielfaches preiswerter als die Offshore-Speicherung.

■ **Einstieg in eine klimafreundliche Landwirtschaft mit schrittweisem Ausstieg aus der Agrardieselmrückvergütung:**

Die Rücknahme der zuletzt beschlossenen Abschaffung der Agrardieselmrückvergütung bis 2026 würde jährlich 440 Millionen Euro kosten und steht den Klimazielen entgegen. Stattdessen sollte die Rückerstattung zumindest schrittweise für die größeren landwirtschaftlichen Betrieben auslaufen. Die freiwerdenden Mittel könnten nachhaltiger verwendet werden, beispielsweise für eine bundesweite Extremwetterversicherung. Langfristig ist eine EU-weite Lösung anzustreben.





# KAPITEL 1: HERAUSFORDERUNGEN UND AUSGANGSLAGE

Die nächste Bundesregierung steht vor den wahrscheinlich größten Herausforderungen für das Land seit der Wiedervereinigung – nicht nur in der Sicherheits- und Geopolitik, sondern vor allem auch in der **Energie-, Klima-, und Industriepolitik**. Steigende Energiepreise setzen die Industrie unter Druck und gefährden ihre Wettbewerbsfähigkeit. Die Sorge vor Deindustrialisierung und Wohlstandsverlust wächst. Um dem entgegenzuwirken, sind konsequente marktwirtschaftliche Reformen und eine strukturelle Steigerung der Kosteneffizienz nötig. Gleichzeitig muss der Klimaschutz weiter vorangebracht werden, Chancen auf globalen Wachstumsmärkten für Klimalösungen genutzt und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts und gesellschaftliche Akzeptanz wieder gestärkt werden.

Die EU gibt mit dem Clean Industrial Deal, dem Aktionsplan für erschwingliche Energiepreise und der 2024 verabschiedeten Reform des Europäischen Strommarktdesign der neuen Bundesregierung eine passende Vorlage mit neuen Impulsen, Spielräumen und Instrumenten an die Hand. Deutschland sollte diese „europäische Chance“ konsequent nutzen und eine Führungsrolle bei der Umsetzung einnehmen, um so zum Katalysator für die nachhaltige Wettbewerbsfähigkeit in Europa zu werden. Die hier vorgelegten, pragmatischen und schnell umsetzbaren Maßnahmen, sollen einen Beitrag dazu leisten.

Die Vorschläge gliedern sich in Handlungsempfehlungen für: **Finanzierung und Investitionen (Kapitel 2), Strukturreformen (Kapitel 3) für die Sektoren Energie & Industrie, Gebäude, Verkehr, Stahl, Landwirtschaft, sowie sektorübergreifende Maßnahmen in den Bereichen Wasserstoff, Carbon-Management, Flexibilität des Energiesystems.**

## FINANZIERUNG DER ANSTEHENDEN HERAUSFORDERUNGEN

Ein zentraler Punkt ist die Finanzierung der notwendigen Investitionen für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Wirtschaft. Diese beiden Ziele sind untrennbar miteinander verbunden. Der Umbau zur Klimaneutralität ist die wichtigste wirtschaftspolitische Aufgabe der kommenden Jahrzehnte. Die Energieinfrastruktur ist dabei ein entscheidender Faktor für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

Die Europäische Kommission schätzt den zusätzlichen Investitionsbedarf für industrielle Wettbewerbsfähigkeit und Klimaziele in der EU auf **480 Milliarden Euro pro Jahr** (laut Clean Industrial Deal). Für Deutschland zeigt sich der Finanzierungsbedarf besonders im Hinblick auf die Erfordernisse bei der Energieinfrastruktur und den Energieerzeugungsanlagen. Dem Durchschnitt verschiedener Studien zufolge belaufen sich die bis 2030 notwendigen Investitionen auf **229 Milliarden Euro für Infrastruktur und 233 Milliarden Euro für Erzeugungsanlagen** (siehe nachfolgende Übersichten).

Abbildung 1 – Investitionsvolumina in Milliarden Euro für die Energieinfrastruktur in Deutschland bis 2030 (ohne Erzeugungsanlagen) laut verschiedenen Studien

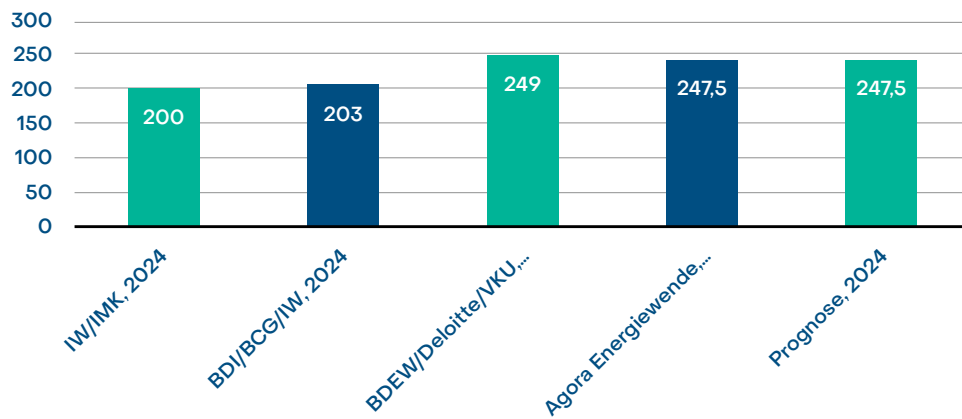
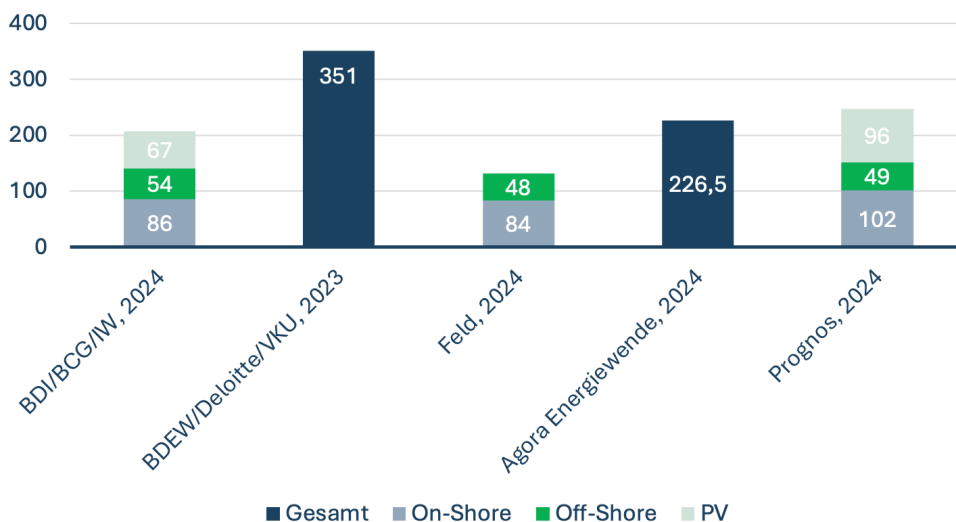


Abbildung 2 – Investitionsvolumina in Milliarden Euro für Erzeugungsanlagen in Deutschland bis 2030 laut verschiedenen Studien



Ein erheblicher Teil dieser Investitionen wäre allerdings ohnehin erforderlich, da bestehende Anlagen regelmäßig erneuert werden müssen. Gelingt es, diese ohnehin anstehenden Investitionen gezielt in Richtung Klimaschutz zu lenken, bleiben immer noch substanzielle „Mehr“-Investitionen, aber die finanzielle Herausforderung wird überschaubarer.<sup>2</sup>

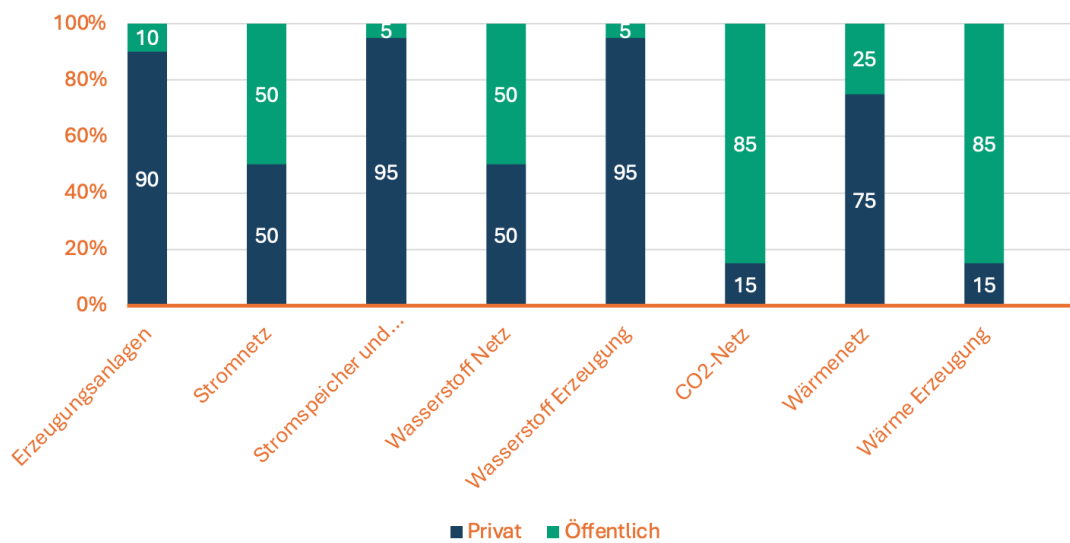
Staatliche Mittel allein können diesen Finanzierungsherausforderungen in keiner Weise gerecht werden.

**Der deutliche Großteil der Investitionen wird von privaten Unternehmen und Haushalten getätigt werden müssen.** Die öffentliche Hand muss stabile Rahmenbedingungen schaffen, um privates Kapital zu mobilisieren. Gleichzeitig bleibt auch direktes staatliches Engagement in bestimmten Bereichen notwendig, etwa beim Ausbau der Energieinfrastruktur, wobei der Anteil je nach Infrastruktursegment deutlich schwankt.<sup>3</sup>

<sup>2</sup>Siehe beispielsweise: Prognos (2024). Klimaschutzinvestitionen für die Transformation des Energiesystems. <https://www.prognos.com/sites/default/files/2024-07/Klimaschutzinvestitionen-Prognos-2024-07-18.pdf>.

<sup>3</sup>Nachfolgende Grafik: Agora Energiewende (2025). Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30\\_DE\\_KNDE\\_Update/A-EW\\_347\\_KNDE\\_Investitionsbedarfe\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf). Vergleiche auch für eine ähnliche Analyse: Bundesverband der deutschen Industrie, Boston Consulting Group & Institut der deutschen Wirtschaft (2024). Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. <https://bdi.eu/artikel/news/transformationspfade-fuer-das-industrieland-deutschland-studie-langfassung>.

Abbildung 3 – Typische Anteile privater und öffentlicher Investitionen in die Energieinfrastruktur (Agora Energiewende, 2025)



## DER AKTUELLE POLITISCHE ENTSCHEIDUNGSPROZESS

Mit dem **Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität schafft die Politik Fakten**. Ein idealer Prozess hätte mit einer umfassenden Bestandsaufnahme begonnen, strukturelle Reformen und Einsparpotenziale u.a. im Klima- und Transformationsfonds identifiziert, gefolgt von einer klaren Priorisierung der Finanzmittel. Stattdessen sind kurzfristige Entscheidungen erforderlich, um dringende Zukunftsinvestitionen jetzt abzusichern. Das Schaffen eines Sondervermögens ist ein pragmatischer Weg, um notwendige Mittel für die nächste Legislaturperiode bereitzustellen.

Nun **muss jedoch sichergestellt werden, dass diese Gelder effizient eingesetzt und notwendige strukturelle Reformen nicht vernachlässigt werden**. Dies wird eine zentrale Aufgabe der Koalitionsverhandlungen und der Prioritätensetzung der nächsten Bundesregierung sein. **Kapitel 2 beinhaltet konkrete Vorschläge** für einen möglichst effizienten Mitteleinsatz und für eine umfassende Aktivierung privaten Kapitals.

Sowohl privates als auch öffentliches Kapital ist grundsätzlich vorhanden. Doch privates Kapital

kann nur mobilisiert werden, wenn langfristige Finanzierungssicherheit, regulatorische Stabilität und gezielte Anreize geschaffen werden. Transformationsprojekte müssen so gestaltet sein, dass sie für Investoren attraktiv werden.

## REFORMEN DER ENERGIE-, KLIMA- UND INDUSTRIEPOLITIK UNTER NUTZUNG VON EU-IMPULSEN

Zusätzliche Investitionen allein reichen nicht aus, um Wettbewerbsfähigkeit zurückzugewinnen und Klimaschutz voranzutreiben. Notwendig sind gezielte Reformen, um die Wirkung von Investitionen zu maximieren. Dabei sollten folgende Leitlinien im Mittelpunkt stehen:

- Effizienzpotenziale heben,
- marktwirtschaftliche Prinzipien stärken,
- Bürokratie abbauen,
- Technologieoffenheit fördern.

Auf europäischer Ebene wurden bereits grundsätzliche Reformimpulse gesetzt. Deutschland sollte diese Vorschläge sich zu eigen machen, aktiv vorantreiben und eine führende Rolle bei deren Umsetzung übernehmen.

**Vorschläge dazu finden sich in Kapitel 3.**

# KAPITEL 2: HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FINANZIERUNG UND INVESTITIONEN

Wie in Kapitel 1 dargelegt, besteht ein erheblicher Investitionsbedarf für die Energieinfrastruktur. Zentrale Elemente sind die Stromnetze, ein Wasserstoffnetz für nicht-elektrifizierbare Anlagen und ein CO<sub>2</sub>-Transportnetz für CCS.

Die Art der Finanzierung dieses Umbaus ist entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Ineffiziente oder teure Lösungen belasten Unternehmen und Verbraucher durch steigende Netzentgelte oder Gebühren. **Das Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität** stellt öffentliche Mittel bereit, um den Ausbau zu beschleunigen und die Kosten für Verbraucher zu begrenzen. Doch auch diese Mittel sind begrenzt. Daher ist es **entscheidend, vorhandene Finanzmittel effizient einzusetzen**.

Dabei spielt neben öffentlichen Investitionen **privates Kapital** die zentrale Rolle (siehe Kapitel 1). Grundsätzlich ist dies in ausreichendem Maß vorhanden, wird aber **nur mobilisiert, wenn ein stabiler regulatorischer Rahmen, langfristige Finanzierungsmöglichkeiten und gezielte Anreize geschaffen werden**. In diesem Kapitel werden Handlungsempfehlungen vorgelegt, um dies zu erreichen.

## 2.1 KOSTENBELASTUNG DURCH NETZAUSBAU SENKEN, STAATLICHE ZUSCHÜSSE AUF MINDESTMAß DECKELN

### PROBLEMSTELLUNG: NETZENTGELTE TREIBEN ENERGIEPREISE IN DIE HÖHE

Der Ausbau der Energieinfrastruktur wird derzeit über Netzentgelte finanziert, was die Energiekosten in die Höhe treibt. Dies führt zu zwei zentralen Problemen: Erstens entsteht ein Wettbewerbsnachteil für deutsche Unternehmen gegenüber anderen Standorten. Zweitens verteuern sich klimafreundliche Energieträger wie grüner Strom oder Wasserstoff im Vergleich zu fossilen Energien, was die Umstellung hemmt.

Zu einem Teil lässt sich dieses Problem durch staatliche Zuschüsse abfedern; die dafür erforderlichen Mitteln können aber leicht große Dimensionen annehmen, je nachdem welches Ziel man anstrebt und welche Annahmen zugrunde liegen.<sup>4</sup>

### HANDLUNGSBEDARF UND INSTRUMENTE

**Stromnetze:** Um ein verlässliches Kostenniveau für Verbraucher zu gewährleisten, sollten die relativen Netzentgelte durch einen **variablen Bundeszuschuss** stabilisiert werden. Dieser kann aus dem Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität finanziert werden.

<sup>4</sup> Siehe sowohl zur Höhe des Zuschusses wie auch zu wichtigen Annahmen Kapitel 3.1, dort: Empfehlungen für Energie und Industrie



Alternativ wäre es möglich, bestimmte Netzkosten – etwa für Systemdienstleistungen oder Engpassmanagement – aus den Netzentgelten herauszunehmen (und dann anderweitig – siehe oben – zu finanzieren).

Um die **Kosten des Bundeszuschusses nicht aus dem Ruder laufen zu lassen**, gibt es mehrere Ansatzpunkte. Der wahrscheinlich größte Hebel **ist, das Tempo zu reduzieren**: Derzeit basieren die Netzentwicklungspläne (NEP) auf einer Stromnachfrageprognose, die mittlerweile weithin als zu hoch angesehen wird (750 TWh in 2030). Zwar wird bis 2030 der Stromverbrauch gegenüber dem aktuellen Verbrauch ansteigen; die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme schreitet aber langsamer voran als geplant und auch die bis 2030 vorgesehene Elektrolysekapazität von 10 GW wird voraussichtlich nicht erreicht. Eine Anpassung des Netzausbaus an die tatsächliche Nachfrage könnte die Kosten erheblich senken. Die Einsparungen bei einem Bundeszuschuss durch entsprechende Anpassungen lägen im Milliardenbereich.

**Mittelfristig wird eine Verlängerung der Abschreibungszeiträume für Netzinvestitionen** auf bis zu 30 Jahre die Notwendigkeit von Zuschüssen senken. Der Effekt durch längere Abschreibungsdauern ist zunächst geringer, da Ausschreibungsdauern nur auf die Capex von Neuinvestitionen und nicht andere Kostenelemente wirken. Im Zeitverlauf wird der Effekt größer. Würde man die Abschreibungsdauern kurzfristig anpassen und dies auf alle Neuinvestitionen ab 2026 wirken lassen, könnten dadurch die gesamten jährlichen Netzkosten um bis ca. eine Milliarde Euro pro Jahr im Jahr 2030 und ca. zwei Milliarden Euro pro Jahr im Jahr 2035 gesenkt werden.

Zusätzlich müssen alle **Effizienzpotenziale** beim Netzausbau konsequent genutzt werden.

Hier wird zum einen oft die Rückkehr zur stärkeren Nutzung von Freileitungen fokussiert.

**Des Weiteren sind langfristige Strukturreformen** in der Netzentgeltsystematik erforderlich. Siehe hierzu Kapitel 3.1 („Energie und Industrie“) sowie 3.7 („Flexibilitätsagenda für den Strommarkt“).

Netze für Kohlenstoff: Für den Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Netzes sollte ein Finanzierungsmodell nach dem Vorbild des **Amortisationskontos** des Wasserstoff-Kernnetzes genutzt werden. Dieses Modell stabilisiert Investitionen in der Anfangsphase, indem es die Preise stützt und Umsätze sichert, bis ausreichende Nachfrage entsteht. Sobald sich Marktstrukturen etablieren und die Nutzung steigt, können die anfänglichen Subventionen schrittweise zurückgeführt und ausgeglichen werden.

## 2.2 KAPITALMÄRKTE FÜR DIE TRANSFORMATION MOBILISIEREN UND KLEINERE AKTEURE AN KAPITALMÄRKTE HERANFÜHREN

### PROBLEMSTELLUNG: FEHLENDE FINANZIERUNG, SKALIERUNG UND KOMMUNALE KAPAZITÄTEN

Während auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber Investitionen in enger Abstimmung mit der Netzplanung meist gelingen, **haben kleinere regionale Projekte oft Schwierigkeiten, Finanzierung zu finden**. Sie erreichen häufig nicht die Mindestgröße, die für institutionelle Investoren attraktiv ist, und sind aufgrund hoher Transaktionskosten als Einzelinvestitionen wirtschaftlich wenig rentabel. Zusätzlich fehlen in vielen **kleinen Kommunen oft die personellen Kapazitäten und die notwendige Expertise für komplexe Infrastrukturprojekte**.

Außerdem müssen etwa Stadtwerke neben den Investitionen in Energie-erzeugung und Netze viele andere Energiewende-Investitionen stemmen, wie die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität oder den Aus- und Umbau kommunaler Wärmenetze.<sup>5</sup>

## HANDLUNGSBEDARF UND INSTRUMENTE

Regionale Versorgungsunternehmen wie Stadtwerke könnte man durch **(neue) Finanzintermediäre**, die Projekte bündeln und standardisieren, unterstützen. Ein Ansatz wären **regionale Infrastrukturplattformen** mit staatlichem oder privatem Auftrag, die als Vermittler zwischen Projektierern und Investoren agieren. Neben der Bündelung von Projekten, könnten sie auch „match-making“ zwischen Projektierern und Investoren betreiben und Beratung anbieten beziehungsweise „capacity building“ betreiben für Akteure wie Stadtwerke, die sich zunehmend dem Kapitalmarkt zuwenden müssen, um die Energiewende zu stemmen. Bestehende Institutionen sollen integriert werden, statt neue Strukturen aufzubauen.

**Eine Ausgliederung von Infrastrukturprojekten in Zweckgesellschaften** verspricht klare und transparente Risiko-Rendite-Profile. Institutionelle Investoren benötigen für ihre Kunden solche Informationen für den Vergleich mit anderen Anlagemöglichkeiten. Gleichartige Projekte können ggf. auf der Plattform (s.o.) gebündelt werden, um die für institutionelle Investoren erforderlichen Losgrößen zu erreichen. Durch Risikodämpfungsmechanismen auf Landes- und Bundesebene stünden weitere Instrumente für zusätzliche Sicherheit zur Verfügung. Zudem könnten

Infrastrukturgesellschaften auf Landesebene den Prozess unterstützen.

Für den Aufbau einer oder mehrerer solcher Plattformen wäre eine geringe staatliche Anschubfinanzierung denkbar, bis sich die Struktur durch Gebühren oder Mitgliedsbeiträge selbst trägt. Die Zusammenarbeit mit Investoren, Finanzierern und Projektentwicklern würde das notwendige Know-how bündeln. Bestehende Finanzplatzinitiativen könnten als Anknüpfungspunkte dienen.

## 2.3 KREDITFINANZIERUNG UND RISIKOABSICHERUNG VERBESSERN, PRIVATES KAPITAL AKTIVIEREN

### PROBLEMSTELLUNG

**Privates Kapital ist an den Märkten vorhanden.**

Im Jahr 2024 lag das Geldvermögen der privaten Haushalte bei fast 9 Billionen Euro – ein Großteil dieses Geldes, das bei Banken, Versicherungen und Investmentfonds angelegt ist, fließt jedoch nur bedingt in Transformationsprojekte.

Wenn es gelänge, diese **Mittel stärker für Transformationsprojekte nutzbar** zu machen, würde dadurch die Notwendigkeit, beispielsweise durch das neue Sondervermögen staatlicherseits unmittelbar beim Infrastrukturausbau tätig zu werden, deutlich zurückgehen.

**Auf der „Empfängerseite“ des Kapitals**

**gilt:** Von den 3,6 Millionen Unternehmen in Deutschland sind 99 Prozent kleine und mittlere Unternehmen (KMU), die sich überwiegend über ihre Hausbank finanzieren. KMU sind

<sup>5</sup> Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) & Verband kommunaler Unternehmen (VKU) (2024). Finanzierung der Energiewende: BDEW, VKU, Deutsche Kreditwirtschaft und Deloitte stellen Strategiepapier vor. <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/finanzierung-der-energiewende-bdew-vku-deutsche-kreditwirtschaft-und-deloitte-stellen-strategiepapier-vor/>.

häufig Teil komplexer Wertschöpfungsketten, weshalb ihre Geschäftsmodelle durch langfristige Geschäftsbeziehungen zu einer Hausbank besser nachvollziehbar sind als durch kurzfristig agierende, global ausgerichtete Kapitalmarktakteure. Kapitalmarktakteure verlangen daher einen hohen Risikoaufschlag bei der Finanzierung von KMU.

Auch Großunternehmen stehen vor erheblichen Finanzierungsbarrieren. Eine unklare zukünftige Nachfrage ist eines der größten Investitionshindernisse.

## HANDLUNGSBEDARF UND INSTRUMENTE

Die Herausforderungen – und damit auch die Lösungsansätze – stellen sich für KMU teilweise anders dar als für Großunternehmen. Denn während Großunternehmen grundsätzlich Zugang zum Kapitalmarkt haben, finanzieren sich KMU fast ausschließlich über ihre Hausbank.

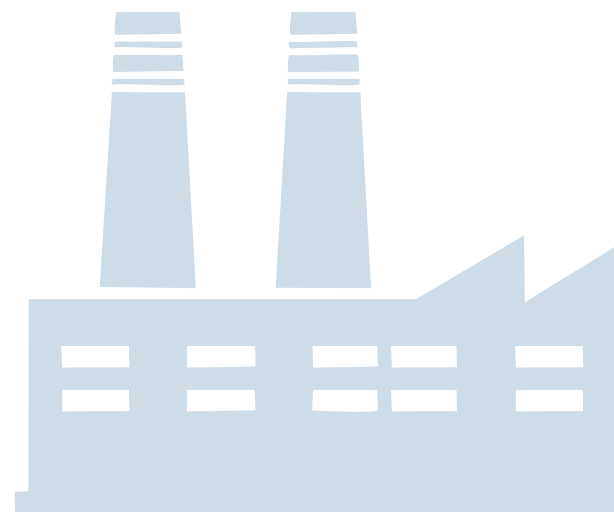
- Mithilfe der Kreditverbriefung können vor allem kleine KMU-Kredite auf sog. "Special Purpose Vehicle" (SPV) gebündelt werden, welche sich durch Emission von Anleihen finanziert, die an Kapitalmarktinvestoren vertrieben werden. Durch diese Transaktionen kann das Eigenkapital der Banken für die Neukreditvergabe freigesetzt werden, woraus günstigere Finanzierungsbedingungen für KMU resultieren.
- Die Kombination aus Hausbankfinanzierung und zusätzlicher Finanzierung über eine Förderbank hat sich für viele Unternehmen bewährt. Sie sollte in der Transformationsfinanzierung durch Garantieinstrumente unterstützt werden, um Transformationsrisiken abzumildern,

die zu hoch für das Risikomanagement von Banken und Versicherungen sind.

- Gerade vor dem Hintergrund, dass KMU im Zuge der Transformation auch Maschinen und Anlagen ersetzen müssen, die noch nicht vollständig abgeschrieben sind, bieten sich Fördermaßnahmen, wie Steuerermäßigungen oder -erstattungen oder Abschreibungsmöglichkeiten ähnlich den Tax Credits des US-amerikanischen Inflation Reduction Acts an, um Investitionsentscheidungen zu erleichtern. Da die steuerliche Förderung über die Investitionen zu einem zusätzliche Wirtschaftswachstum beitragen, kann der Rückgang der Steuerausfälle durch Selbstfinanzierungseffekte abgemildert werden.

### **Siehe auch Abschnitt 3.1 zu**

Garantien in einem sehr konkreten Fall – namentlich der Entwicklung von Grünstromdirektlieferverträgen, sogenannte PPA –, um mit relativ kleinem Mitteleinsatz eine große Wirkung zu entfalten. Wir rechnen dort lediglich mit einer Belastung für den Bundeshaushalt in Höhe von rund 40 Millionen Euro pro Jahr für tatsächlich fällige Garantien.



# KAPITEL 3: HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN STRUKTURREFORMEN

## 3.1 ENERGIE & INDUSTRIE

Deutschland muss in der nächsten Legislaturperiode viele Reformen am Strommarktdesign nachholen, die in der letzten Legislaturperiode „liegen geblieben“ sind. Gleichzeitig, und teilweise deswegen, sind die deutschen Energiepreise, besonders für Strom und Gas, stark gestiegen. Dies gefährdet die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, insbesondere energieintensiver Sektoren wie Chemie, Stahl und Papier. Beispielsweise lagen die Strompreise in Europa im Jahr 2024 um das Zwei- bis Dreifache über denen der USA und Chinas.

Ein zentraler Baustein für Reformen ist, den marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien in die Breite zu tragen. Laut der deutschen Energie-Agentur (dena)<sup>6</sup> könnten im Jahr 2030 bis zu 25% des Stromverbrauchs über **PPA (Power Purchase Agreements)** abgedeckt werden. Es gilt, diese Potenziale für den marktgetriebenen Ausbau tatsächlich zu erschließen. Insbesondere der Markt für **Industrie-PPA** sollte durch Garantien gestärkt werden. Die Europäische Kommission hat vor kurzem ein Pilot-Projekt für PPA-Garantien, zusammen mit der Europäischen Investitionsbank, angekündigt. Deutschland sollte gleichziehen und z.B. zusammen mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau ein nationales Garantieprogramm auf den Weg bringen. Vorbild könnte Norwegen sein, wo es eine staatliche Absicherung gibt, falls Industrie-PPA-Kunden ausfallen. Bei Übertragung dieses Modells auf Deutschland wären die Kosten für den Bundeshaushalt, d.h. die Inanspruchnahme bei tatsächlichen Ausfällen,

selbst mit „konservativen“ Annahmen mit rund **40 Millionen Euro pro Jahr** vergleichsweise überschaubar. Gleichzeitig können damit rund 10 GW installierte Leistung für die Industrie abgedeckt werden.

Parallel sollte das staatliche Fördersystem für den Ausbau erneuerbarer Energien auf **zweiseitige Differenzverträge (CfD)** reformiert werden. Diese würden Investitionssicherheit bieten. Zusätzlich bieten CfD die Möglichkeit, die Zahlungen der Anlagenbetreiber, wenn die Marktwerte oberhalb der zugesagten Förderung sind, an Stromkunden rückzuerstatten. In längeren Hochpreisphasen könnten hier mehrere Milliarden Euro für Strompreisentlastungen zusammenkommen.

Der **Kapazitätsmechanismus** ist ein weiteres Projekt des Strommarktdesigns, das in der letzten Legislaturperiode nicht mehr zu Ende gebracht werden konnte. Parallel wurden in der letzten Legislaturperiode bereits die Arbeit an einer Kraftwerksstrategie beziehungsweise dem späteren Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWS) angefangen. Für die jetzt **beginnende Legislaturperiode sollte es Ziel sein, zumindest mittelfristig eine Aufspaltung in verschiedene „Teilmärkte“ zu vermeiden**. Kapazitätsmechanismus und KWS-Ausschreibungen sollten im Sinne eines möglichst effizienten Designs schlussendlich in einem gemeinsamen Markt münden. Allerdings dürften zumindest einige der angekündigten zusätzlichen 20 GW an Gaskraftwerksleistung früher ausgeschrieben werden als ein umfassender Kapazitätsmechanismus starten könnte (z.B. 2028). Daher sind aus Effizienzüberlegungen

<sup>6</sup> <https://www.dena.de/infocenter/green-ppas-fuer-die-energiewendeziele/>



bereits heute transparente Regelungen für die zukünftige Überführung des KWS in den umfassenden Kapazitätsmechanismus erforderlich. So wird langfristig eine effiziente Allokation der Kapazitätsszahlungen und ein „Level-Playing-Field“ für alle Investoren in Erzeugungsanlagen geschaffen. Andernfalls könnte ein langfristiges Parallelregime für einen erheblichen Teil der steuerbaren Erzeugungskapazitäten zu einer Marktfragmentierung führen.

## KURZFRISTIGE ENTLASTUNGEN

Ein entscheidender Punkt ist, ob es gelingt, unmittelbare **Entlastungen bei den Strompreisen zu erzielen**. Insbesondere stehen hier die **Netzentgelte im Fokus**. Diese sind in den letzten zehn Jahren um **50 % gestiegen** und belasten die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Es braucht einen Zwischenschritt vor, der in ganz ähnlicher Form auch im EU-Aktionsplan für erschwingliche Energiepreise verankert ist.

- Zum einen **kurzfristige Maßnahmen**, um die Strompreise schnell zu senken beziehungsweise zu stabilisieren. Verschiedene Vorschläge stehen zur Diskussion.
- **Parallel dazu muss die Netzentgeltstruktur reformiert** werden, um langfristige Kostensenkungen zu ermöglichen (siehe unten).

### Zu den kurzfristigen Maßnahmen:

- Im Sondierungspapier wird eine **kurzfristige Absenkung der Strompreise um 5 Cent pro kWh in Aussicht gestellt**. Zur Umsetzung wird u.a. eine Absenkung der Stromsteuer und eine Halbierung der Übertragungsnetzentgelte genannt. Die Absenkung um 5 Cent je kWh

würde mindestens jährliche Kosten von 11 Milliarden Euro verursachen, je nachdem ob man die Entlastung „nur“ auf die Industrie beschränkt oder ob sie allen Stromverbrauchern zugutekommt.

- Die im Sondierungspapier ebenfalls genannte, **kurzfristige Halbierung der Übertragungsnetzentgelte isoliert betrachtet** würde wohl dieses Jahr rund 7 Milliarden Euro kosten. Die Übertragungsnetzentgelte sind dabei nur ein Teil der gesamten Netzentgelte.
- Will man über einen **staatlichen Zuschuss die Netzentgelte grundsätzlich auf ein bestimmtes Niveau bringen (variabler Zuschuss)**, ist die notwendige Höhe dieses Zuschusses stark von den zugrunde liegenden Annahmen abhängig.<sup>7</sup> Entscheidend die Zielmarke eines solchen Eingriffs ist: Aus Sicht der meisten Stromverbraucher, insbesondere in der Industrie, sind vor allem die spezifischen Netzkosten, also Cent je kWh der entscheidende Parameter. Zu entscheiden ist, ob man diese Kosten senken oder „nur“ stabilisieren will, z.B. auf dem aktuellen Niveau. Grundsätzlich ist eine Absenkung tendenziell teurer als eine Stabilisierung.
- Wir empfehlen eine **Stabilisierung der spezifischen Netzkosten** über alle Netzebenen hinweg ins Auge zu fassen. Eine dauerhafte Senkung mittels staatlicher Mittel wäre zu teuer. Eine solche Variante würde, unter Annahme leicht steigenden Stromverbrauchs, bis 2030 immer noch einen jährlichen „Zuschuss“-Bedarf von ca. 5 Milliarden Euro bedeuten. Nach 2030 würde der jährliche Finanzierungsbeitrag auf ca. 15 Milliarden Euro im Jahr ansteigen (bis 2035). Um insbesondere den Finanzierungsbedarf

<sup>7</sup> Insbesondere die Entwicklung des Stromverbrauchs und die Entwicklung des Netzausbaus. Siehe Kasten auf der nächsten Seite.

nach 2030 abzusenken, sollten alle Möglichkeiten genutzt werden, um Kosten zu reduzieren und Effizienzpotenziale zu heben, wie beispielsweise eine Verlängerung der Abschreibungszeiträume. Siehe hierzu insbesondere auch Kapitel 2.

## ZU DEN LANGFRISTIGEN STRUKTUREN REFORMEN:

### Des Weiteren sind langfristige

**Strukturreformen** in Netzentgeltsystematik erforderlich. Dazu gehören eine Reform der Netzentgeltsystematik, beispielsweise durch eine regionale Differenzierung der Netzentgelte (als Alternative zum auf EU-Ebene geforderten „Strompreiszonensplit“) sowie verstärkte Anreize zur Hebung von Flexibilitätspotenzialen, wodurch beispielsweise Redispatch-Kosten sinken würden, beziehungsweise insgesamt der Netzausbaubedarf zurückginge. Siehe insbesondere auch den Vorschlag für eine umfassende Flexibilitätsagenda für den deutschen Strommarkt (Abschnitt 3.7 unten).

**Stromverbrauch:** Bei wachsendem Stromverbrauch können selbst bei absolut steigenden Netzkosten die spezifischen Netzkosten (ct/kWh) stabil bleiben oder ggf. sogar fallen; denn dann werden die Kosten auf eine größere Verbrauchsmenge umgelegt. Umgekehrt verhält es sich, wenn, wie in den letzten Jahren, der Stromverbrauch trotz Elektrifizierung stagniert.

**Entwicklung Netzausbau:** Es ist absehbar, dass der Gesamt-Stromverbrauch in den nächsten Jahren geringer ausfällt als vorhergesagt. Das treibt einerseits die spezifischen Netzkosten nach oben (siehe vorherigen Punkt). Es eröffnet aber auch Spielräume, die Netzplanung zu überdenken und anzupassen. Dies könnte (substanziell) Kosten einsparen.

## 3.2 GEBÄUDE

Der Gebäudesektor ist elementar zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045, da dieser mit rund 30 % erheblich zu nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen beiträgt. Die Mehrheit der Gebäude in Deutschland ist unzureichend saniert, mit einer energetischen Sanierungsquote von unter 1 % für 2024. Zudem werden Gebäude zu ca. 72 % mit den fossilen Energieträgern Öl und Gas beheizt.

Der EU-ETS2 muss die zentrale Säule zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Gebäudeebene sein, da dieser marktbasierend CO<sub>2</sub>-Einsparungen ermöglicht, wo dies zu den günstigsten Kosten möglich ist. Dabei ist das ETS2 im Bereich Gebäude im Kontext eines breiteren Policy-Mix, wie steuerlichen Erleichterungen und einer Reform der Fördersystematik, zu betrachten, die über Investitionshürden helfen. Daher muss der **CO<sub>2</sub>-Preisanstieg durch soziale Maßnahmen ergänzt und entsprechende Einnahmen effizient verwendet werden** (siehe unten). Vor diesem Hintergrund sind Kosteneinsparungen für den Haushalt hinsichtlich der Förderungen umso wichtiger.

Für einen neuen, pragmatischen Ansatz für einen klimaneutralen Gebäudesektor ist es essenziell, **die letzte GEG-Novelle zu reformieren und damit pragmatischer und technologieoffener zu gestalten**, um klare Marktsignale zu setzen und Investitionen in erneuerbare Wärmequellen kosteneffizienter zu ermöglichen. GEG §71 sollte im Fokus der „Entschlackung“ stehen und Anforderung durch standardisierte Effizienzwerte für anerkannte Hybridsysteme übersichtlicher gestalten. Die im GEG genannte Verbindung zum Wärmeplanungsgesetz und entsprechende Fristen sollten überarbeitet werden, um eine individuelle Ausgestaltung stärker zu ermöglichen und Vereinbarkeit von kommunaler und individueller Wärmeplanung zu garantieren.

Die **Effizienzrichtwerte für die Gebäudehülle dürfen nicht weiter verschärft werden**, um auch eine Überfüllung der Anforderungen eines Nullemissionsgebäudes der EU-Gebäuderichtlinie zu vermeiden. Auch sanierte Bestandsgebäude mit Wärme aus erneuerbaren Energiequellen erfüllen diese Anforderungen weitestgehend. Generell braucht es daher mehr Flexibilität hinsichtlich Effizienzstandards bei der Sanierung von Gebäudehüllen, um keine dogmatischen Entscheidungen zu forcieren und sich nah an der Praxis zu orientieren.

Durch eine Entbürokratisierung und standardisierte Verfahren, vor allem hinsichtlich der Nachweispflichten in GEG §93–99, können so auch für den Bundeshaushalt Kosten infolge des Bürokratieaufwands reduziert werden.

Eine Reform der Fördermaßnahmen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) kann zusätzlich den Markt für Wärmepumpen und Heizungsmodernisierungen straffen und damit Kosten reduzieren. Anstelle eines prozentualen Zuschusses wird dabei **ein fester Betrag für Heizungsmodernisierungen gewährt**, ähnlich wie beim „Boiler Upgrade Scheme“ in Großbritannien. In Frankreich liegen die Gesamtkosten für den Einbau bei etwa 18.000 Euro und im Jahr 2023 wurden 611.000 Wärmepumpen verkauft. In Großbritannien werben Hersteller mit einem Einbau sogar schon ab 9.000 Euro, während der Preis in Deutschland zwischen 24.000 Euro und 34.000 Euro liegt.<sup>8</sup> Feste Förderbeträge bieten Haushalten zudem bessere Planungssicherheit und würden durch die vorgeschlagene Umstellung Kosten für den Bundeshaushalt um ca. 1,4 Milliarden Euro im Jahr reduziert werden. Bis 2030 sind damit 7 Milliarden Euro an Einsparungen möglich.

### 3.3 VERKEHR

Um die Einführung von E-Autos auf das für die Erreichung des **EU-100% CO<sub>2</sub>-Reduktionsziels für neue Pkw für 2035** erforderliche Niveau zu beschleunigen, müssen E-Autos für Verbraucher attraktiver werden. Obwohl immer mehr erschwingliche Modelle auf den Markt kommen – wie das VW-Einsteigermodell mit einem Grundpreis von 20.000 Euro – sollten Anreize auch auf der Nachfrageseite gestärkt werden. Diese können sowohl die Anschaffungskosten als auch die Betriebskosten umfassen.

Wie aus dem Sondierungspapier hervorgeht, ist eine Förderung bei den Anschaffungskosten politischer Konsens. Hierfür könnte die **Mehrwert- bzw. Umsatzsteuer für E-Autos** von den üblichen 19 % auf einen **reduzierten Satz gesenkt werden**. Dies wäre effizienter, unbürokratischer für Staat und Verbraucher sowie marktgerichteter als eine derzeit in Betracht gezogene Kaufprämie. Deutschland hat bereits im Jahr 2020 und 2021 im Rahmen seines Konjunkturpakets die Mehrwertsteuer gesenkt, um zusätzliche Kaufanreize zu schaffen. Eine ähnliche Maßnahme könnte für E-Autos erneut umgesetzt werden. Die Anpassung würde sich dynamisch auf E-Auto-Absätze auswirken, sodass ein gewisser **Kompensationseffekt für Steuerausfälle** eintritt.

Durch die Verknüpfung von alltäglichen Vorteilen mit finanziellen Anreizen durch ein lokalisiertes **non-monetäres Bonussystem**, kann Deutschland die Verbreitung von E-Autos kostenneutral deutlich beschleunigen. Eine Blaupause dafür ist Norwegen, wo im Jahr 2024 9 von 10 neu zugelassenen Autos E-Autos waren.<sup>8</sup> Norwegen hat sich zum Ziel gesetzt,

<sup>8</sup> Statista Research Department (2024). Absatz von Wärmepumpen in Europa nach Ländern in den Jahren 2022 und 2023. Statista. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1462225/umfrage/absatz-waermepumpen-in-europa-laender/>.

bis 2025 alle Neuwagenverkäufe emissionsfrei zu machen. Neben Kaufanreizen genießen norwegische E-Fahrer Vergünstigungen wie ermäßigte oder kostenlose Fahren und Mautgebühren und exklusiven Zugang zu Busspuren und Parkplätze nur für E-Autos. Diese spielen alle eine wichtige Rolle bei der bemerkenswerten Verbreitung von E-Autos in Norwegen.

Zur Senkung der Betriebskosten ist die breite **Einführung dynamischer Tarife** für das Laden von E-Autos in Einfamilienhäusern ein Anreiz. Mit dem verpflichtenden Angebot dynamischer Tarife zum 1. Januar 2025 stehen zwar **Tarife mit Preissignalen aus dem Strommarkt** nun für alle Verbraucher zur Verfügung, eine mangelhafte Informationslage zu diesen Tarifen und Unsicherheit zu den damit einhergehenden Risiken hemmen jedoch den Hochlauf. Verbraucherinnen und Verbraucher benötigen mehr Transparenz zu den Einsparmöglichkeiten und Risiken. Geeignete Vergleichsmöglichkeiten in Verbindung mit einer Aufklärungskampagne können zu mehr Akzeptanz und vermehrter Nutzung beitragen. Diese sollten unterstützt werden, um Ersparnisse deutlich zu machen. Wenn sich beispielsweise ein Haushalt für einen dynamischen Tarif (anstelle eines „herkömmlichen“ Stromtarifs) für das Laden eines Elektrofahrzeugs entscheiden würde, wären 316 Euro Ersparnis möglich.<sup>9</sup> Sollte dieser Haushalt zusätzlich über eine Wärmepumpe und PV-Anlage verfügen, fielen die Ersparnisse bei den Stromkosten noch deutlich höher aus. Der Einsatz dieser Flexibilitätpotenziale in Haushalten führt durch die Senkung der Gesamtsystemkosten aber auch zu einem gesellschaftlichen Wohlfahrtsgewinn. Siehe Abschnitt 3.7 (Flexibilitätsagenda für den deutschen Strommarkt).

### 3.4 STAHL

Die Stahlindustrie ist ein wichtiger Wertschöpfungsfaktor für die deutsche Wirtschaft und gleichzeitig als energieintensive Branche ein Verursacher von Emissionen. Aktuell sieht sie sich mit der Aufgabe der Dekarbonisierung sowie mit Herausforderungen wie hohen Energiepreisen, verzögertem Hochlauf der Wasserstoffproduktion, Billigimportkonkurrenz und schwacher Nachfrage konfrontiert.

Im Rahmen der Dekarbonisierung der Stahlindustrie ist die **Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs** von hoher Bedeutung, um die Rahmenbedingungen für dessen Einsatz in der Eisenreduktion zu schaffen. Dies beinhaltet die Gewährleistung des Anschlusses der Stahlstandorte an das Wasserstoff-Kernnetz, um eine sichere Versorgung mit grünem Wasserstoff zu gewährleisten. Solange Wasserstoff noch nicht flächendeckend verfügbar ist, ist die Erleichterung von Importen von Eisenerz in Form von heißem, brikettiertem Eisen (englisch Hot Briquetted Iron, HBI) aus Ländern wie Schweden und Spanien sinnvoll.

Zudem muss der **Bau von Elektrolichtbogenöfen** priorisiert werden, um die Dekarbonisierung der Stahlindustrie durch die Sekundärroute sowie die **Kreislaufwirtschaft** zu verstärken. Eine wesentliche Maßnahme in diesem Kontext stellt die Optimierung der Infrastruktur für das Stahlrecycling durch gezielte Investitionen dar, um die aktuelle Sammelquote zu erhöhen, die Exportanteile zu reduzieren und die Verarbeitungsmenge im Inland zu steigern.

Die Steigerung der Nachfrage nach grünem Stahl, insbesondere in den Sektoren

<sup>9</sup> Neon Energy (2024). Mehrwert dezentraler Flexibilität. [https://www.zvei.org/fileadmin/user\\_upload/Presse\\_und\\_Medien/Pressebereich/2024-021-Dezentrale\\_Flexibilitaet/Kurzstudie-Mehrwert\\_dezentraler\\_Flexibilitaet-ZVEI-Neon.pdf](https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Pressebereich/2024-021-Dezentrale_Flexibilitaet/Kurzstudie-Mehrwert_dezentraler_Flexibilitaet-ZVEI-Neon.pdf).



Verteidigung, Automobil und Bauwesen, erfordert eine Fokussierung der zukünftigen Politik auf die **Schaffung von Leitmärkten**. Die Priorisierung der Anwendung **technologieneutraler Standards** für emissionsarmen Stahl auf der Grundlage bestehender ETS- und CBAM-Daten sowie die nur beschränkte Nutzung von Klimaschutzverträgen für einen befristeten Zeitraum von 5 bis 10 Jahren sind für den Übergang zu sich selbsttragenden Leitmärkten erforderlich.<sup>10</sup> Darüber hinaus sollte der deutsche Rechtsrahmen im Einklang mit den Zielen des **Clean Industrial Deal** reformiert werden, um die öffentliche Beschaffung auf der Grundlage von Nachhaltigkeit, Kreislauffähigkeit und Resilienz zu fördern. Dies soll erfolgen, indem **verbindliche emissionsbezogene Kriterien für die öffentliche Beschaffung** eingeführt und gesetzlich verankert werden.<sup>11</sup>

Die internationale Dimension der Dekarbonisierung von emissionsintensiven Industrien sollte ausreichend berücksichtigt werden, vor allem in Anbetracht der zunehmenden handelspolitischen Spannungen im Stahlsektor. Der unter deutscher G7-Präsidentschaft gegründete und bei COP28 eingeführte **Klimaklub** sollte als Forum für die Förderung einer schnellen industriellen Dekarbonisierung weltweit durch Dialoge und internationale Partnerschaften gestärkt werden. Im Rahmen der künftigen Arbeit des Klimaklubs muss das übergeordnete Ziel darin bestehen, neben der Entwicklung von Standards für emissionsarmen Stahl, die **Festlegung von Dekarbonisierungszielen und Fahrplänen** für die Dekarbonisierung von Stahl durch die Mitgliedstaaten sowie eine verstärkte Institutionalisierung zu fördern.

Langfristig werden diese Fortschritte für Stahldekarbonisierung auf der globalen Ebene dazu beitragen, ein Level-Playing-Field für die Stahlbranche und internationale Leitmärkte für grünen Stahl zu schaffen.

### 3.5 LANDWIRTSCHAFT

Die **Agrardieselrückvergütung** beträgt aktuell über 400 Millionen Euro.<sup>12</sup> Die in dem Sondierungspapier vorgeschlagene Rücknahme der zuletzt beschlossenen schrittweisen Abschaffung dieser Vergütung bis 2026 ohne **einen klaren, zumindest mittelfristigen, Fahrplan für ihre gänzliche oder teilweise Abschaffung** ist nicht kompatibel mit dem Ziel, Treibhausgas-Emissionen im Sektor Landwirtschaft langfristig zu senken. Anreize, weniger Agrardiesel zu verwenden, beispielsweise durch Investitionen in effizientere Dieselmotoren oder die Entwicklung nachhaltigerer Alternativen, werden dadurch aufgehoben.

Landwirtschaftliche Betriebe sind jeweils in unterschiedlichem Maße von der Agrardieselrückvergütung abhängig, je nach Größe des Betriebs und der Betriebsform. Die Agrardieselrückvergütung sollte zumindest so angepasst werden, dass die größeren landwirtschaftlichen Betriebe schrittweise ausgenommen werden. Langfristig sollte sich Deutschland außerdem auf **europäischer Ebene** für **eine einheitliche Lösung** für alle Mitgliedstaaten einsetzen.

Statt einer dann nicht mehr flächendeckenden Rückvergütung können freiwerdende Haushaltsmittel für die **Förderung und Honorierung von Landwirten für klimafreundliche Praktiken** eingesetzt werden

<sup>10</sup>Siehe Parodi, J. and Kumar, P. (2024). "Ironing out the Transformation of EU Steelmaking: Actionable Pathways for Climate Neutrality". Policy Report, EPICO Klimainnovation. Berlin and Brussels.

<https://epico.org/en/ironing-out-the-transformation-of-eu-steelmaking-actionable-pathways-for-climate-neutrality>.

<sup>11</sup> Siehe Kumar, P. (2025). „Grüner Stahl für Deutschland?! – Empfehlungen für die künftige Bundesregierung“. Analyse, Zentrum Liberale Moderne. <https://libmod.de/gruener-stahl-fuer-deutschland-empfehlungen-fuer-die-kuenftige-bundesregierung/>.

<sup>12</sup> Bundesfinanzministerium (2023). 29. Subventionsbericht des Bundes 2021 – 2024.

[https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren\\_Bestellservice/29-subventionsbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/29-subventionsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3).

sowie auch für die **Klimaanpassung und Versicherungen** bereitgestellt werden. Unter anderem könnten hier die Schwerpunkte auf eine bundesweit bezuschusste Absicherung gegen Extremwetterereignisse (wie die bayrische „Bayernpolice“) sowie auf die Forschung für die **Weiterentwicklung nachhaltigerer und innovativer Proteine** und die Förderung von **Agri-Photovoltaik** gelegt werden.

### 3.6 WASSERSTOFF

Wasserstoff ist ein zentraler Baustein für die Dekarbonisierung der Industrie und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands. Während weltweit der Wasserstoffhochlauf anzieht und 434 Wasserstoffprojekte eine endgültige Investitionsentscheidung erzielt haben, stockt der Hochlauf in Europa, vor allem in Deutschland. Hohe Produktionskosten, regulatorische Unsicherheiten und fehlende Investitionsanreize hemmen den Markthochlauf. Deutschland wird mit einem Bedarf von 95 bis 130 TWh bis 2030 die größte Wasserstoffnachfrage in Europa haben und muss daher sowohl die heimische Produktion ausbauen als auch die Importinfrastruktur stärken. Ein schneller, pragmatischer Wasserstoffhochlauf könnte gerade für den energieintensiven Mittelstand, der in aller Regel an das Gasnetz angeschlossen ist und sich in einigen Fällen sicher mit der umfassenden Elektrifizierung schwertun wird, sehr wichtig sein.

Ein großer Hebel ist die **Überarbeitung der EU-vorgegebenen RFNBO-Regulierung**, um die Produktionskosten zu senken. Die aktuellen Vorgaben erhöhen die Kosten um 2,3 bis 2,4 Euro je kg H<sub>2</sub>, da sie zusätzliche Strombezugsanforderungen an Elektrolyseure stellen und somit Investitionen erschweren. Eine Flexibilisierung dieser Regeln bis 2035 würde die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Projekte verbessern und den Hochlauf von grünem Wasserstoff beschleunigen. Gleichzeitig

muss eine technologieneutrale Förderung eingeführt werden, die sich an der tatsächlichen Treibhausgas-Reduktion orientiert, um verschiedene Produktionsmethoden wirtschaftlich nutzbar zu machen. Der pragmatische Konsens lautet: „*Blauer Wasserstoff als Brücke, grüner Wasserstoff als Ziel*“.

Zur Absicherung von Investitionen sind **gezielte Derisking-Instrumente** erforderlich. Staatliche Garantien für Hydrogen Purchase Agreements (HPAs) könnten die Finanzierungskosten deutlich senken, indem sie langfristige Abnahmeverträge absichern. Erfahrungen aus Norwegen zeigen, dass solche Modelle mit einer staatlichen Risikoübernahme von bis zu 80 % private Investitionen massiv hebeln können. Ergänzend sollte das Budget der Europäischen Wasserstoffbank auf 3 Milliarden Euro im Jahr erhöht werden, um frühzeitig größere Volumen in den Markt zu bringen und Skaleneffekte zu nutzen.

Eine **Grüngasquote** wie in dem Sondierungspapier genannt, kann bei richtiger Ausgestaltung die Nachfrage für CO<sub>2</sub>-arme Gase in Industrie und Verkehr stabilisieren. Eine verpflichtende Quote für kohlenstoffarme Gase würde mehr Investitionssicherheit für Produzenten schaffen und den Hochlauf beschleunigen, ohne Haushaltsmittel zu binden. Diese sollte mit bestehenden Treibhausgas-Quotenmechanismen verzahnt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

### 3.7 FLEXIBILITÄTSAGENDA FÜR DEN DEUTSCHEN STROMMARKT

Das Heben von Flexibilitätspotenzialen im Strommarkt hat Querverbindungen zu anderen Handlungsempfehlungen, insbesondere mit Blick auf Energie & Industrie, Gebäude und Verkehr. Grundsätzlich ist es so, dass der deutsche Strommarkt durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien,

die oft volatil einspeisen, einer rapiden Veränderung unterworfen ist. Flexibilität ist in der neuen Welt entscheidend, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, Systemkosten zu senken und Verbraucher sowie Unternehmen an den Vorteilen der Energiewende teilhaben zu lassen. Durch den gezielten Ausbau von Flexibilitätsoptionen können erneuerbare Energien besser integriert, Förderkosten reduziert und Preissignale effizienter genutzt werden.

Die schon in der letzten **Legislaturperiode** diskutierte Flexibilitätsagenda muss nun dringend vorgelegt werden. Im **Clean Industrial Deal** und im **Aktionsplan für erschwingliche Energiepreise** fordert die EU-Kommission die Mitgliedstaaten auf, Flexibilitätspotenziale zu erschließen, und kündigt entsprechende Reformen u.a. im Beihilferecht an. Die nächste Bundesregierung sollte diesen Impuls aufgreifen und ein koordiniertes Maßnahmenpaket verabschieden. **Zentral ist die Förderung nachfrageseitiger Flexibilität.**

Ein wesentlicher Hebel sind **dynamische Stromtarife**. Auf der Haushaltsebene können vor allem Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie E-Autos, Speichern und Wärmepumpen hiervon profitieren. Nach einer aktuellen Studie könnten Haushalte 400 Euro pro Jahr sparen, wenn sie sich für einen dynamischen Tarif (anstelle eines „herkömmlichen“ Stromtarifs) für den Betrieb einer Standard-Wärmepumpe entscheiden. 316 Euro Ersparnis wären möglich, wenn Haushalte den Tarif für das Laden eines Elektrofahrzeugs anwenden würden.<sup>13</sup>

Mit dem verpflichtenden Angebot dynamischer Tarife zum 1. Januar 2025 steht diese Möglichkeit im Prinzip allen Verbrauchern offen.

Unkenntnis und Unsicherheit zu den damit einhergehenden Risiken hemmen jedoch den Hochlauf. Verbraucher benötigen mehr Transparenz über die Einsparmöglichkeiten und Risiken. Bessere Vergleichsmöglichkeiten, z.B. über standardisierte Online-Tools, in Verbindung mit einer **Aufklärungskampagne** können zu mehr Akzeptanz beitragen.

Die **Industrie birgt ein erhebliches Flexibilitätspotenzial von 18,3 GW**,<sup>14</sup> das durch Elektrifizierung, Speichertechnologien und Querschnittstechnologien weiter steigen wird. Bestehende Förderprogramme wie die **Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz (EEW)** setzen jedoch kaum Anreize für Flexibilität. Eine Öffnung für Investitionen in Technologien, die Flexibilität im Stromverbrauch ermöglichen, beispielsweise die Hybridisierung von Wärmebereitstellung, könnte Abhilfe verschaffen.

Der Smart-Meter-Rollout ist ein entscheidender Hebel zur Nutzung von Flexibilitätspotenzialen, verläuft in Deutschland aber deutlich langsamer als in anderen EU-Staaten. Eine beschleunigte Einführung, vor allem durch die übergangsweise Nutzung sogenannter moderner Messsysteme, könnte dem Rollout einen Schub geben, Systemkosten reduzieren und Verbrauchern ermöglichen, von dynamischen Tarifen zu profitieren.

Ein zentrales Element einer Flex-Agenda sollte eine **Reform der Netzentgeltstruktur** sein. Eine Reform der Netzentgelte, die Flexibilisierung als ein Ziel verfolgt, muss stärkere Anreize für systemdienliches Verhalten schaffen, die Gesamtsystemkosten senken und die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechnologien verbessern. Beispielsweise könnten die Netzentgelte zu

<sup>13</sup> Neon Energy (2024). Mehrwert dezentraler Flexibilität. <https://neon.energy/mehrwert-flex/>.

Die Werte gelten bei Nutzung eines hypothetischen „Voll-Flex-Tariffs“, der z.B. auch variable Netzentgelte unterstellt.

<sup>14</sup> In der Kombination von aktuellen Möglichkeiten und Perspektiven, z.B. im Rahmen der Elektrifizierung. Siehe auch: Agora Energiewende (2024). Industrie. Industrielle Energieflexibilität ermöglichen. [https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19\\_DE\\_IND\\_Reform\\_Industrielle\\_Netzentgelte/Reform\\_industrielle\\_Netzentgelte\\_Foliensatz.pdf](https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-19_DE_IND_Reform_Industrielle_Netzentgelte/Reform_industrielle_Netzentgelte_Foliensatz.pdf).

bestimmten, „festen“ Zeiten höher oder niedriger ausfallen, oder sie könnten sich „dynamisch“ an der Netzbelastung orientieren. Die derzeitige Netzentgeltstruktur blendet Preissignale weitgehend aus. Im Falle von Industrieunternehmen setzt sie sogar Anreize, möglichst konstant Strom zu verbrauchen, also das genaue Gegenteil von Flexibilität. Eine beispielhafte Rechnung für ein energieintensives Papierunternehmen aus dem SynErgie-Projekt kommt zu dem Schluss, dass das Unternehmen durch eine Reform der Netzentgeltssystematik inklusive der Sondernetzentgelte für industrielle Verbraucher nicht nur zur systemdienlichen Flexibilisierung angereizt würde, sondern zudem Einsparungen in Höhe von 4% der jährlichen Kosten für Strom und Netzentgelte realisieren würden<sup>15</sup>. Allerdings sollte bei der Reform insbesondere der Sondernetzentgelte für die Industrie auch darauf geachtet werden, eine Überforderung zu vermeiden. Ein ersatzloser Entfall der Vorteile aus §19.2 StromNEV können energieintensive Betriebe existenziell in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gefährden.

Eine Aufgabe für eine Reform der Netzentgeltstruktur wäre die Stärkung **lokaler Strompreissignale**, durch variable Netzentgelte. Die Stärkung lokaler Preissignale könnte als Alternative auch wichtig werden, falls sich, was zu erwarten ist, Deutschland im Rahmen der europäischen Gebotszonenüberprüfung gegen einen Strompreiszonenplit positioniert. Der Aufteilungsvorschlag ist noch im Frühjahr zu erwarten.

Schließlich sollte Flexibilität stärker in den **Redispatch-Prozess** integriert werden. Die Einbindung lastseitiger Flexibilität könnte Netzengpässe reduzieren und die Notwendigkeit für zusätzliche Gaskraftwerke in Süddeutschland verringern.

Ein Redispatch-Mechanismus, der markt-basierte und kostenbasierte Flexibilität kombiniert, könnte jährlich 50 Millionen Euro Einsparungen allein im Netzgebiet der TransnetBW ermöglichen. Ein großangelegtes **Demonstrationsprojekt** („Reallabor“) sollte diese Mechanismen in der Praxis erproben.

### 3.8 CARBON-MANAGEMENT-STRATEGIE 2.0

Die Arbeiten an der Carbon-Management-Strategie (CMS) scheiterten in der letzten Legislaturperiode kurz vor der Fertigstellung. Ziel der CMS war es, CCS sowie CCU in Deutschland voranzubringen und die notwendige Infrastruktur für Negativemissionen vorzubereiten. Das Scheitern stellt eine verpasste Chance dar, da CCS als Schlüsseltechnologie zur Reduktion schwer vermeidbarer Emissionen – insbesondere in Industrien wie Zement, Kalk und Müllverbrennung – anerkannt ist. Zudem kann CCU, in Kombination mit Wasserstoff, fossile Kohlenstoffquellen in industriellen Prozessen ersetzen.

Angesichts der breiten gesellschaftlichen und wissenschaftlichen Zustimmung sollte eine überarbeitete **Carbon-Management-Strategie 2.0** in der kommenden Legislaturperiode Priorität haben. Die Chancen stehen gut, da sich die Parteien der politischen Mitte in ihren Wahlprogrammen bereits zu CCU und CCS bekannt haben und eine entsprechende Ankündigung bereits im Sondierungspapier von CDU/CSU und SPD zu finden ist. Ein wichtiger Baustein wird sein, klarzumachen, dass **CCS nicht zur Laufzeitverlängerung fossiler Kraftwerke genutzt wird, sondern gezielt auf industrielle Prozesse und Negativemissionen auszurichten ist**. An entsprechenden Befürchtungen ist die CMS „1.0“ in der letzten Legislaturperiode gescheitert.

<sup>15</sup> Kopernikus Synergie (2025). Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik und Reform industrieller Netzentgelte. <https://synergie-projekt.de/news/beitrag-weiterentwicklung-der-netzentgeltssystematik-und-reform-industrieller-netzentgelte>.



### Der **Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur**

ist eine weitere zentrale Maßnahme. Die Finanzierung des CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes wird über Netzentgelte erfolgen. Über den Ansatz eines Amortisationskontos sollten, ähnlich wie bei Wasserstoff, die Entwicklung der Netzentgelte im Zeitverlauf geglättet werden, damit sie für Verbraucher nicht zu Beginn aus dem Ruder laufen. Das Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität kann hierfür genutzt werden.

Außerdem sollte eine „CMS 2.0“ gegenüber der „alten“ CMS insbesondere bei der Speicherung an Land von einem „opt-in“ der Bundesländer zu einem „opt-out“ wechseln. D.h. der Regelfall ist, dass die Speicherung an Land erlaubt ist, außer wenn sich die Bundesländer explizit dagegen entscheiden. Hier steht vor allem die Effizienz im Fokus: Die Speicherung an Land ist gängigen Schätzungen zufolge um ein Vielfaches preiswerter als die Offshore-Speicherung, insbesondere aufgrund der gesparten Transportkosten<sup>16</sup>. Das ist besonders für Industrien mit vielen, über Deutschland verteilten Standorten, wie der Zementwirtschaft, sehr wichtig.

---

<sup>16</sup>Siehe beispielsweise: EPICO – Energy and Climate Policy and Innovation Council (2025). Leitlinien für eine Carbon Management Strategie 2.0. <https://epico.org/de/leitlinien-fuer-eine-carbon-management-strategie-2-0>. sowie Bundesverband der deutschen Industrie, Boston Consulting Group & Institut der deutschen Wirtschaft (2024). Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. <https://bdi.eu/artikel/news/transformationpfade-fuer-das-industrieland-deutschland-studie-langfassung>.



## ÜBER UNS

EPICO KlimalInnovation ist eine unabhängige Denkfabrik, die mit klaren Konzepten und tragfähigen, ausgewogenen Lösungen eine konstruktive markt- und innovationsorientierte Klima- und Energiepolitik voranbringt. Wir schaffen ein Netzwerk, das Schlüsselakteure der Klima- und Energiepolitik zusammenbringt, um eine gesellschaftlich breit verankerte Agenda aufzustellen und umzusetzen. Wir bieten eine Plattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft, um zielführende Ansätze einzubringen, zu beraten und voranzutreiben.

## KONTAKT

### Berlin-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.  
Friedrichstraße 79  
10117 Berlin, Germany

Agata Gurgendze  
Germany Communications Specialist  
[agata.gurgendze@epico.org](mailto:agata.gurgendze@epico.org)

### Brüssel-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.  
Rue du Commerce 72  
1040 Brussels, Belgium

Michela Sandron  
EU Communications Specialist  
[michela.sandron@epico.org](mailto:michela.sandron@epico.org)

 [@EPICO\\_online](https://twitter.com/EPICO_online)

 [EPICO KlimalInnovation](https://www.linkedin.com/company/epico-klimalinnovation)

 [epico.org](https://www.epico.org)