

Reformen für eine marktwirtschaftliche Energieordnung

Wie Anreize, Pragmatismus und Wettbewerb
dafür sorgen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien
und Netze dort entstehen, wo sie gebraucht werden

Studienautoren: Marvin Randig, Dr. Niclas Wenz

Projektkoordination: REPUBLIK21 e.V., Denkfabrik für neue bürgerliche Politik

Auftraggeber: Heimatwurzeln e.V., Fritz-Schäffer-Straße 1, 53113 Bonn

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	II
Vorwort der Schirmherrin	III
Zusammenfassung	V
Teil I: Aufgabe des Staates	1
Funktionsweise einer wettbewerblichen Wirtschaftsordnung	1
Aufgabe des Staates in der (sozialen) Marktwirtschaft	1
Aufgaben des Staates in der Energiepolitik	2
Teil II: Strukturprobleme der Energiepolitik	6
Grundsätzliche Probleme	6
Ordnungspolitische Situation in der EU und Deutschland	6
Kostentreiber der Energiewende	7
Entwicklung und Struktur der Förderung erneuerbarer Energien	7
Netzinfrastruktur als Engpass der Energiewende	10
Förderlandschaft und Transaktionskosten	13
Gesamtschau der Kosten	15
Teil III: Reformvorschläge für eine marktwirtschaftlichere Energieordnung	18
Ende der Betriebskostenförderung durch das EEG	19
Reform der Netzentgeltsystematik	21
Reform der Anreizregulierung	26
Entlasten statt bürokratisch Fördern	28
Zusammenwirken der Reformpfade und Einsparpotenziale	29
Fazit und Ausblick	32
Literatur	33

Vorwort

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

Klimaschutz wird hierzulande oft ideologisch und verbittert debattiert. Wer Maßnahmen kritisiert, dem wird schnell der Wille zum Klimaschutz abgesprochen. Dabei sollten gerade Klimaschützer pragmatisch über die Wirksamkeit von Maßnahmen und den verantwortungsvollen Einsatz des Geldes der Bürger sprechen. Gleichermäßen darf das nicht zum Vorwand dienen, effektiven Klimaschutz zu verhindern.

Klimamaßnahmen auf ihre Wirksamkeit zu prüfen, ist deshalb keine Absage an Klimaschutz, sondern Ausdruck der Sorge um unsere Lebensgrundlagen, ökonomischer Vernunft und bürgerlichen Verantwortungsbewusstseins. Deshalb steht Heimatwurzeln für einen ehrgeizigen, pragmatischen Klimaschutz, mit den Menschen vor Ort.



Florian Wagner
Quelle: Heimatwurzeln e.V.

Angesichts der Klimaziele und der immer stärker sichtbar werdenden Folgen des Klimawandels ist eine deutliche CO₂-Reduktion notwendig. Entscheidend ist jedoch, wie dies gelingt, ohne Bürger, Betriebe und öffentliche Haushalte zu überfordern, sodass Klimaschutz zugleich sichere, bezahlbare Energie und regionale Wertschöpfung stärkt. Genau hier setzt die vorliegende Studie an. Ihre Antwort ist ermutigend und nüchtern zugleich: Bis 2045 lassen sich bis zu 570 Milliarden Euro einsparen, ohne die europäischen CO₂-Minderungsziele abzusenken oder zu verfehlen. Das Einsparpotenzial entsteht nicht durch weniger Klimaschutz, sondern durch Marktanreize, die kleinteilige Detailsteuerung ersetzen, und durch Wettbewerb, der den derzeitigen Subventionswettlauf ersetzt.

Damit dieses Potenzial genutzt werden kann, braucht es jedoch politischen Mut. Einerseits zur Vereinfachung: Nicht Ausbauziele für einzelne erneuerbare Energien und marktverzerrende Subventionen sollten die zentralen Steuerungsgrößen sein, sondern der CO₂-Ausstoß selbst. Andererseits braucht es Mut, den europäischen Emissionshandel nicht politisch aufzuweichen – weder durch eine höhere Emissionsobergrenze noch durch Eingriffe in die freie Preisbildung. Werden die Erlöse aus dem CO₂-Preis zudem an die Bürger zurückgegeben, profitieren sie unmittelbar, und der CO₂-Preis bleibt sozial ausgewogen. So lassen sich Effizienz, Bezahlbarkeit und gesellschaftlicher Rückhalt verbinden. Die Studie soll die Debatte versachlichen und zeigen, dass Klimaschutz und wirtschaftliche Vernunft kein Widerspruch sein müssen. Dauerhafte Unterstützung findet Klimapolitik dort, wo sie bezahlbar bleibt und den Menschen erkennbaren Nutzen bringt. Richtig gestaltet bedeutet das: niedrigere Kosten, mehr Wettbewerb, technologische Freiheit – und Klimaschutz, der Bürger und Betriebe nicht stärker belastet, als nötig. Ich wünsche Ihnen eine aufschlussreiche Lektüre.



Florian Wagner
Geschäftsführer Heimatwurzeln e.V.

Vorwort der Schirmherrin

Sehr geehrte Leserinnen und Leser,

die bisherige Bilanz der deutschen Energiewende ist ernüchternd: 35 Jahre nach Inkrafttreten der ersten Fassung des Stromerzeugungsgesetzes und 25 Jahre nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und der ersten Vereinbarung zum Ausstieg aus der Kernenergie werden nicht einmal 25 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs aus Biomasse, Sonneneinstrahlung, Wind- und Wasserkraft gewonnen.

Das Ziel für 2030 liegt nach dem nationalen Energie- und Klimaschutzplan bei 41 Prozent. Um das schaffen zu können, bedürfte es einer Vervierfachung der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit.

Ungeachtet der geringen Betriebskosten erneuerbarer Stromerzeugung sorgt die aktuelle Energiewendepolitik dafür, dass Deutschland zu den Ländern mit den höchsten Strompreisen weltweit gehört. Dies gilt sowohl für Privatleute als auch für viele Unternehmen – und trotz erheblicher staatlicher Entlastungsmaßnahmen. Die direkten Kosten der Energiewende sind bereits jetzt jährlich im zweistelligen Milliardenbereich und dies hat massive Auswirkungen auf unseren Wohlstand: Inzwischen gehen in Deutschland durch eine immer offenkundiger zu Tage tretende Deindustrialisierung jeden Monat 15 000 Industriearbeitsplätze verloren.

Unabhängig von der letztlich auch politischen Frage, welchen Anteil die Erneuerbaren am Energiesystem haben sollen: Eine zukunftsfähige Energiepolitik kann auf jeden Fall nicht darin bestehen, die bestehenden Instrumente einfach fortzuschreiben, nach dem Motto „Vorwärts immer, rückwärts nimmer,“ sondern es bedarf ihrer konsequenten ordnungspolitischen Überprüfung und Überarbeitung.

Die vorliegende Studie zeigt auf, wie es besser gehen kann: Durch eine Energieordnung basierend auf marktwirtschaftlichen Prinzipien lassen sich bis zu 570 Milliarden Euro an Energiewendekosten bis 2045 einsparen. Diese Energieordnung stellt einen konstruktiven Gegenentwurf zum Status Quo dar und demonstriert, wie bürgerliche Energiepolitik unter geänderten Rahmenbedingungen funktionieren kann. Durch die vorgeschlagenen Reformen lässt sich eine gleichbleibende Emissionsreduzierung bei der Stromerzeugung zu geringeren Kosten erreichen oder umgekehrt pro eingesetztem Euro mehr Strom emissionsarm erzeugen und nutzen. Außerdem wären wir bei Umsetzung des vorgeschlagenen Maßnahmen durch eine erhöhte systemische Resilienz besser vor Blackouts geschützt.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre und hoffe, dass die dargestellten Analysen und Reformvorschläge einen Impuls für eine sachorientierte Diskussion der institutionellen Voraussetzungen eines effizienten und zukunftsfähigen Energiesystems geben.

Dr. Kristina Schröder



Dr. Kristina Schröder

Quelle: Privat

Zu den Herausgebern

Diese Studie wird von den Herausgebern mit dem Ziel adressiert, die marktwirtschaftlichen Prinzipien mit dem dezentralen Erfahrungswissen der Akteure vor Ort zu verbinden.

Die **Denkfabrik R21** steht für eine marktwirtschaftliche, technologieoffene und international koordinierte Energiepolitik, in der die drei Elemente Markt, Technologieoffenheit und internationale Koordination zu Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit beitragen.

Heimatwurzeln e.V. arbeitet für bürgerlichen Klimaschutz und bringt die Perspektive der lokalen Praxis ein. Die Sicht von Bürgern, Unternehmen und Kommunalpolitikern ist für eine bürgerliche Energiepolitik sowie für pragmatische, digitale und lokale Lösungen der Energieversorgung elementar. Erst das Zusammenspiel von Regel- und Handlungsebene schafft die Grundlage für eine tragfähige Energieordnung.

Zusammenfassung

Bis zu 570 Milliarden Euro Einsparpotenzial durch eine reformierte Energiepolitik

Die deutsche Energiepolitik muss nicht zwangsläufig so teuer sein. Im Gegenteil: Die vorliegende Studie zeigt, wie bis zu 570 Milliarden Euro an Kosten bis zum Jahr 2045 eingespart werden können, ohne europäische CO₂-Minderungsambitionen zu reduzieren, sofern der seit 2005 bestehende Emissionsrechtehandel nicht politisch aufgeweicht wird. Das entspricht einer Einsparung von bis zu 31 Prozent bei den hier betrachteten Kostenquellen. Voraussetzung dafür ist ein grundlegender Kurswechsel. Werden jetzt die Weichen richtig gestellt, lassen sich der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Stromnetze und die öffentliche Förderung deutlich effizienter organisieren. Die Studie kombiniert Elemente einer Szenarioanalyse mit methodischen Ansätzen der Kostenfolgenabschätzung aus einer institutionen-ökonomischen Theorieperspektive. Sie vergleicht die finanziellen Auswirkungen der Energiewende in einem „Weiter-so-Szenario mit einem Reformpfad der Energieordnung, welche konsequent auf marktliche Anreize, Wettbewerb und technologieoffene Innovation setzt.

Die heutige Energiepolitik verursacht vermeidbare Kosten

Die Untersuchung legt Probleme der institutionellen Ausgestaltung des Energiesystems offen. Der Staat steuert den Umbau des Energiesystems heute über umfangreiche Förderprogramme, detaillierte Regulierung und administrative Vorgaben. Dadurch entstehen Fehlanreize, Doppelstrukturen und hohe Transaktionskosten. Die langfristige Betriebskostenförderung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG), eine veraltete Regulierung der Stromnetze, fehlende marktliche Anreize sowie eine immer komplexer werdende Förderlandschaft treiben die Gesamtkosten Jahr für Jahr nach oben. Statt Knappheiten über Preise sichtbar zu machen, werden sie administrativ überdeckt und anschließend mit zusätzlichen Förderprogrammen kompensiert. Die Folge sind steigende Belastungen für Bürger, Unternehmen und öffentliche Haushalte.

Ein Reformkurs eröffnet ein Einsparpotenzial von bis zu 570 Milliarden Euro

Die Studie zeigt, wie ein großer Teil dieser Kosten vermeidbar ist. Werden bestehende Fehlanreize beseitigt und Marktmechanismen gestärkt, lassen sich bis zu 570 Milliarden Euro bis zum Jahr 2045 einsparen. Den größten Beitrag dabei leistet das Auslaufen der Betriebskostenförderung neuer EEG-Anlagen, eine effizientere Regulierung und Nutzung der Stromnetze sowie der Abbau kleinteiliger Förderprogramme. Die Einsparungen entstehen nicht einfach durch geringere Investitionen ins Energiesystem, sondern dadurch, dass Investitionen künftig dort erfolgen, wo sie den größten systemischen Nutzen stiften. Marktpreise, Wettbewerb und Innovation ersetzen dabei staatliche Detailsteuerung. Dabei stehen die Reformvorschläge nicht im Gegensatz zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Das Zertifikatehandelssystem sichert die Emissionsreduktion, die hier vorgeschlagenen Reformen senken die hierfür entstehenden Kosten. Diese Kostenminderung dürfte die politische Akzeptanz erhöhen und das Risiko senken, dass die Emissionsobergrenze des Zertifikathandelssystems unter fiskalischem oder gesellschaftlichem Druck aufgeweicht wird.

Jetzt die Voraussetzungen für eine kosteneffiziente Energiewende schaffen

Um dieses Einsparpotenzial zu realisieren, sind jetzt drei Reformen entscheidend. Die Novelle des EEGs, die Neugestaltung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie Anpassungen an der Anreizregulierung und eine Reform des Klima- und Transformationsfondsgesetzes (KTFG).

Erstens muss der Ausbau erneuerbarer Energien stärker marktwirtschaftlich organisiert und die jahrelange Betriebskostenförderung schrittweise beendet werden. Damit können 210 Milliarden Euro Förderkosten im Bundeshaushalt eingespart werden. Zweitens braucht Deutschland eine grundlegende Reform

der Stromnetzregulierung mit echten dynamischen Netzentgelten sowie einer innovationsorientierten Anreizregulierung. Dies kann bis zu 260 Milliarden Euro durch Effizienzgewinne im Stromnetz einsparen. Drittens sollte die heutige Förderlandschaft deutlich vereinfacht und technologieoffen ausgestaltet werden. Hierbei können weitere 100 Milliarden Euro eingespart werden, die rein schuldenfinanziert sind.

Weniger Bürokratie, mehr Wettbewerb und klare Preissignale schaffen die Voraussetzungen für eine Energieordnung, die im Vergleich zur bisherigen Energiewende kostengünstiger, innovativer und gleichzeitig resilienter ist.

Die zentrale Botschaft dieser Studie lautet daher: Entscheidend ist, wie die deutsche Energiepolitik institutionell organisiert wird, um Kosten einzusparen und die Effizienz zu heben. Mit den richtigen Reformen kann Deutschland seine energiepolitischen Absichten erreichen und gleichzeitig bis zu 570 Milliarden Euro an Kosten einsparen.

Teil I: Aufgabe des Staates

Funktionsweise einer wettbewerblichen Wirtschaftsordnung

Im Grundsatz wird eine wettbewerblich organisierte Wirtschaftsordnung von den Bürgern in ihrer Funktion als Konsumenten gesteuert. Sie haben jeweils individuelle Wertschätzungen für ihre Bedürfnisse und Wünsche. Diese verleihen Gütern und Leistungen einen Wert, der sich regelmäßig in einer Zahlungsbereitschaft ausdrücken lässt. Da diese Zahlungsbereitschaften in aller Regel von Mensch zu Mensch und von Situation zu Situation unterschiedlich sind, ist es möglich, durch freiwilligen Austausch alle Beteiligten besserzustellen und so durch wirtschaftliche Aktivität einen Mehrwert zu erzielen.

So kann es sein, dass ein Landwirt für den Betrieb seiner Melkmaschinen Strom benötigt, den er von seinem Nachbarn bekommt, der PV-Module auf dem Dach installiert hat. Dafür vereinbaren die beiden Akteure einen Preis. Für den Landwirt ist die elektrische Energie wertvoller als das geforderte Geld und für den PV-Anlagenbesitzer das erhaltene Geld wertvoller als die elektrische Energie. Denn der PV-Anlagenbesitzer kann das Geld wiederum nutzen, um für ihn subjektiv wertvollere Güter, z.B. Milch, zu erwerben. Alle diese Transaktionen finden zum wechselseitigen Vorteil statt und sorgen so für Wohlfahrtsgewinne.

Der Wettbewerb fungiert dabei als zentraler Koordinationsmechanismus. Er entdeckt das dezentral in der Gesellschaft verstreute Wissen über Knappheiten, Produktionsverfahren und Präferenzen und macht dieses Wissen über Preise allen Marktteilnehmern zugänglich (F. A. von Hayek 1968/69). Unternehmen und Konsumenten passen sich laufend diesen Preissignalen an, suchen nach neuen Produkten und Verfahren und sorgen so für eine effiziente Nutzung von Ressourcen.

Dadurch löst eine marktwirtschaftliche Wirtschaftsordnung zwei Wissensprobleme:

1. Die wirtschaftliche Aktivität orientiert sich an den Bedürfnissen der Menschen. Diese kennen sie selbst – gegebenenfalls auch nur unterbewusst – besser als Zentralplaner, und es ist unmöglich, diese Information für sämtliche Bürger zentral zu erheben. In einer Marktwirtschaft haben die Bürger die Möglichkeit, durch eigene Entscheidungen entsprechend ihren Wünschen und Vorlieben zu ihrer Lebenszufriedenheit beizutragen.
2. Ineffiziente Ressourcennutzung wird durch effizientere verdrängt. Dies geschieht, weil Konsumenten diejenigen Angebote bevorzugen, die besser zur Bedürfnisbefriedigung beitragen oder gegen weniger Ressourcen eingetauscht werden können, meist in Form niedrigerer Preise. Auch das Wissen über effiziente Prozesse ist verteilt und teils höchst persönlich: Wie viele Stunden Kindererziehung, Büroarbeit, Stallausmisten oder Freizeit welcher Gegenleistung entsprechen, ist von Mensch zu Mensch unterschiedlich.

So sorgt Wettbewerb dafür, dass mit einer gegebenen Ressourcenmenge die Bedürfnisse der Bürger möglichst weitgehend erfüllt werden.

Zugleich verhindert der Wettbewerb als „genialstes Entmachtungsinstrument der Geschichte“ (Böhm 1961) das Entstehen gesicherter Machtpositionen – ob staatlich geschützte Monopole oder Kartelle. Offene Märkte sichern damit nicht nur Effizienz, sondern auch individuelle Freiheit und Eigenverantwortung (Hesse 2025).

Aufgabe des Staates in der (sozialen) Marktwirtschaft

In der sozialen Marktwirtschaft konzentriert sich der Staat auf das Setzen stabiler, allgemeingültiger und abstrakter Regeln. Er bestimmt die Spielregeln, nicht das Spielergebnis. Ein solcher regelbasierter Ordnungsrahmen schafft Berechenbarkeit und ermöglicht es Marktakteuren, Entscheidungen zu treffen

und Risiken einzugehen. Die Konsequenzen ihrer Entscheidungen tragen sie selbst – im Guten wie im Schlechten.

Gerade im Energiesektor stellen sich offene Märkte jedoch nicht immer von selbst ein oder sie erreichen gesellschaftspolitische Ziele nicht, etwa eine umweltverträgliche, resiliente und sichere Versorgung mit Energie oder den Schutz kritischer Infrastruktur. Hier ist eine geeignete ordnungspolitische Rahmensezung notwendig. Bevor der Staat in dezentrale Allokationsmechanismen eingreift, sollte er sich drei Fragen stellen (vgl. Hesse 2025):

1. Warum erreicht das Marktergebnis für die Bürger wichtige Ziele nicht?
2. Wie können diese Ziele möglichst marktkonform erreicht werden?
3. Wie hoch sind die Kosten, Fehlanreize oder Allokationsverzerrungen staatlicher Eingriffe im Vergleich zum Marktversagen?

Das Ergebnis dieser Abwägung sollte die Wettbewerbssituation und Energieordnung prägen. Diese Ordnung geht von einem realistischen Menschenbild aus: Menschen reagieren auf Anreize – negative wie positive – und gestalten mit ihren Ideen die wirtschaftliche Ordnung aktiv mit.

In Deutschland sind dabei besonders mittelständische, oft familiengeführte Unternehmen sowie innovative Start-ups von zentraler Bedeutung. Sie wirken als Korrektiv gegen die Tendenz zu Zentralisierung und Intervention und schaffen die Vertrauensbasis, auf der funktionierende Märkte beruhen. Nur wenn staatliches Handeln berechenbar bleibt und für privates Handeln ein Normenkonsens besteht, können stabile wirtschaftliche Beziehungen entstehen.

Ein starker, auf seine Kernaufgaben fokussierter Staat und eine starke Gesellschaft bedingen einander: Der Staat sorgt für Ordnungsrahmen, Rechtsdurchsetzung und Daseinsvorsorge; Bürger und Unternehmen füllen diesen Rahmen.

Aufgaben des Staates in der Energiepolitik

Besonderheiten des Energiemarkts

Zunächst ist der Energiemarkt ein normaler Markt: Strom und Gas sind Güter, deren effiziente Allokation primär über Preise erfolgen sollte, die Knappheiten und Nachfrageverhältnisse widerspiegeln. Anders ausgedrückt: Auch im Energiemarkt sollte ein Angebot nur vergütet werden, wenn ihm zu diesem Preis auch eine Nachfrage gegenübersteht. Energiepolitische Aufgabe des Staates ist es daher, einen funktionsfähigen Wettbewerb sicherzustellen, den Marktzutritt zu ermöglichen und Preissignale nicht zu verzerren.

Gleichzeitig weist der Energiesektor einige strukturelle Besonderheiten auf, die eine präzise, aber begrenzte staatliche Rahmensezung erfordern. Stromnetze weisen aufgrund hoher Fixkosten Merkmale eines natürlichen Monopols auf. Zudem sind Erzeugungs- und Verbrauchsmuster physikalisch geprägt: Strom kann nicht ohne Weiteres gespeichert werden; Netzstabilität verlangt eine laufende Bilanzierung von Einspeisung und Entnahme sowie Kapazitätsreserven.

Darüber hinaus ist Strom in der Volkswirtschaftslehre als homogenes Gut zu definieren, da elektrische Energie unabhängig von ihrer Erzeugungsquelle physikalisch identisch ist: Eine Kilowattstunde bleibt eine Kilowattstunde, egal ob sie aus Kohle, Gas, Wind oder Sonne stammt. Im Stromnetz vermischt sich die eingespeiste Energie vollständig zu Graustrom, sodass beim Endverbraucher keine Unterscheidung mehr nach Herkunft möglich ist. Vor diesem Hintergrund besitzt sogenannter „Grünstrom“ aus erneuerbaren Energien an sich keinen intrinsischen Mehrwert im physikalischen Sinne. Ein möglicher zusätzlicher Wert entsteht vielmehr durch institutionelle Rahmenbedingungen wie Herkunftsnachweise oder eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft von Konsumenten, die ökologische Aspekte berücksichtigen möchten.

Die Art und Weise der Stromerzeugung ist somit kein Produktmerkmal des Stroms selbst, sondern ein Ergebnis von Marktmechanismen, Regulierung und individuellen Präferenzen.

Der Staat sollte in der Energiepolitik den Ordnungsrahmen so setzen, dass Märkte funktionieren, Knappheiten sichtbar werden und die Besonderheiten des Sektors – natürliche Monopole, Netzrestriktionen und externe Kosten sowie externe Nutzen – effizient adressiert werden.

Die Notwendigkeit einer Neuausrichtung

Die Verteilung knapper Ressourcen durch Preise ist einer zentral gelenkten Verteilung strukturell überlegen. Dies gilt besonders in einem System, das durch hohe Komplexität, eine Vielzahl dezentraler Akteure und volatile Erzeugung geprägt ist. Was in einem einfach strukturierten, zentralen Energiesystem mit wenigen Großkraftwerken noch handhabbar war, gerät bei einer Vielzahl kleinteiliger Erzeugungsanlagen und neuer Technologien längst an seine Grenzen.

Hierbei stehen zwei Bereiche im Fokus, in denen eine prinzipiengeleitete Neuausrichtung der Rolle des Staates offensichtlich nötig ist: der Ausbau und die Regulierung der Stromnetze sowie die Förderung neuer Energie- und Systemtechnologien. Unabhängig davon sollte der Staat durch die Ausgestaltung adäquater Rahmenbedingungen die Umweltverträglichkeit des Energiesystems adressieren. Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS I) vor über 20 Jahren haben die Mitgliedsstaaten der EU ein marktliches System etabliert, welches die Vermeidung von Treibhausgasemissionen im Energiesystem umfassend adressiert und durchsetzt.

Das europäische Emissionshandelssystem

Aktuell ist das zentrale klimapolitische Thema die Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen. Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, den Treibhausgasausstoß innerhalb der Mitgliedstaaten zu verringern, mit dem verbindlichen Zwischenziel einer Reduktion von 55% gegenüber 1990 im Jahr 2030 und Nettonullemissionen im Jahr 2050 in der EU. Zudem sieht das deutsche Bundes-Klimaschutzgesetz die Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 als nationales Klimaschutzziel vor. Um diese Ziele zu erreichen, stehen unterschiedliche Mittel zur Verfügung. Dabei handelt es sich bei der Absorptionsfähigkeit der Atmosphäre um ein globales öffentliches Gut. Die effektivste Maßnahme zur Emissionsreduzierung ist die Bepreisung der Emissionen beispielsweise in Form eines Zertifikatehandelssystems. In der EU existiert seit 2005 ein Zertifikatehandelssystem (ETS I). Dieses umfasst neben der Energiewirtschaft auch energieintensive Industrien. In diesen Wirtschaftszweigen sind zur Emission von Treibhausgasen ein Erwerb von Zertifikaten verpflichtend. Die Zertifikate sind in der Menge beschränkt und frei handelbar. Durch die Mengenbeschränkung ist eine Maximalemission von Treibhausgasen festgelegt. Diese Obergrenze kann auch unterschritten werden: Sind an einem Stichtag viele (mehr als 833 Millionen) Zertifikate im Umlauf, so werden im Folgejahr weniger Zertifikate versteigert als geplant. Die nichtversteigerten Zertifikate werden der Marktstabilitätsreserve zugeführt. In dieser Reserve werden jedoch nur beschränkt viele Zertifikate vorgehalten. Bestände in der Reserve oberhalb von 400 Millionen Zertifikaten werden seit 2024 dauerhaft gelöscht, wodurch die effektive Obergrenze sinkt. Durch den Handel wird sichergestellt, dass Emissionen stets dort vermieden werden, wo dies mit den geringsten Kosten möglich ist. Auf diese Weise werden die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Emissionsminderung minimiert.

Bereits durch das europäische Emissionshandelssystem wird der Ausbau erneuerbarer Energien gestärkt, weil diese gegenüber einer fossilen Energieerzeugung keine zusätzlichen Kosten aufwenden müssen, um CO₂-Zertifikate zu erwerben. Auf diese Weise ist bereits ein starker Anreiz zur Dekarbonisierung vorhanden. Dieser Anreiz zum Ausbau von CO₂-armer Stromerzeugung ist umso größer, je höher der CO₂-Preis ist. Bei geringerem CO₂-Preis ist daher zu erwarten, dass der Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung ein geringeres Volumen annimmt. Wird der Zertifikatehandel nicht politisch aufgeweicht, ist durch ihn bereits gesichert, dass hinreichend hohe CO₂-Preise zur absoluten Emissionsvermeidung in der

Stromerzeugung auftreten werden. Für die Zukunft sind steigende CO₂-Preise und damit ein steigender Anreiz zum Ausstieg aus CO₂-emittierender Stromerzeugung prognostiziert.

Im Energiesektor, wo das Zertifikatehandelssystem vollständig etabliert ist, ist auf diese Weise eine Emissionsobergrenze gesetzt. Unter einer bindenden Obergrenze werden durch kleinteilige Förderungen, Subventionen, Appelle, Vorschriften und Verbote Emissionsreduktionen verlagert, dorthin, wo sie in aller Regel teurer sind. Eine zusätzliche Senkung des CO₂-Ausstoßes entsteht höchstens mittelbar über die Marktstabilitätsreserve. Über diesen Mechanismus kann ein Teil der Zertifikate später oder sogar gar nicht ausgegeben werden. Die Wirkung dieses Effekts ist jedoch gering, zeitlich abnehmend und mit hohen Kosten erkauft. Er nimmt ab, da die Rückhaltung von Zertifikaten entfällt, sobald die Anzahl der im Umlauf befindlichen Zertifikate unter den Schwellenwert von 833 Millionen fällt. Das bedeutet, in einem knappen Markt für Zertifikate verschwindet der Emissionsreduktionseffekt nationaler Maßnahmen ganz. Die Doppelstruktur aus Zertifikatehandel und kleinteiliger EEG-Förderung ist daher ökonomisch ineffizient, da sie weit überwiegend unnötige Kosten statt zusätzlicher Minderung erzeugt.

Netzregulierung

Elektrizitäts-, Gas-, Wasserstoff- und perspektivisch CO₂-Netze weisen typische Merkmale natürlicher Monopole auf: hohe Fixkosten, geringe Grenzkosten, starke Verbund- und Netzwerkeffekte. Es ergibt volkswirtschaftlich keinen Sinn, mehrere bundesweite Stromnetze parallel zu errichten und zu betreiben. Für solche Bereiche besteht zumindest potenziell Regulierungsbedarf des Staates, um den Missbrauch von Marktmacht durch Monopolisten zu beschränken, Marktzutritt für neue Wettbewerber zu ermöglichen und Effizienzgewinne zu erzielen.

Die Regulierung sollte dabei drei Prinzipien folgen:

1. **Anreizkompatible Netzentgelte**, die berücksichtigen, wie stark einzelne Netznutzer – Verbraucher wie Einspeiser – das Netz belasten oder entlasten. Solche Entgelte setzen Anreize, Lasten entlang von Preissignalen zu verschieben. Zugleich machen sie Investitionen in Netze, Digitalisierung und Anschlüsse dort attraktiv, wo sie wirtschaftlich sinnvoll sind.
2. **Diskriminierungsfreier Zugang**. Netze müssen allen Marktteilnehmern offenstehen, damit neue Geschäftsmodelle entstehen und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Gleichzeitig kann eine Priorisierung neuer Netzanschlüsse helfen, knappe Anschlusskapazitäten transparent zuzuteilen und vordringliche Projekte über den Flaschenhals Netzanschluss zu bringen.
3. **Anreiz- statt Detailregulierung**. Weil Monopole weniger Wettbewerbsdruck ausgesetzt sind, sollte Wettbewerb regulatorisch simuliert werden, etwa indem Versteigerungen organisiert, Erlösobergrenzen festgelegt und effizientes Verhalten belohnt werden. Wer Netze günstiger betreibt, darf einen Teil des Effizienzgewinns behalten; wer teurer arbeitet, trägt die Differenz selbst. Auf diese Weise entsteht Innovationsdruck, ohne dass der Staat den Netzbetrieb kleinteilig steuern muss.

Im Idealfall ersetzt der Staat fehlenden Wettbewerb nicht durch ständig neue Eingriffe, sondern durch regelgebundene, transparente, für alle vorher erkennbare Regulierung. So bleiben Netze auch als natürliche Monopole offen, finanzierbar und innovationsfähig.

Technologieförderung

Technologieförderung ist kein Selbstzweck, sie steht aber in der beständigen Gefahr, dazu zu werden, indem sie Pfadabhängigkeiten und Anspruchshaltungen erzeugt. Einmal eingeführt, fällt es selbst reformorientierten Regierungen sehr schwer, Förderungen wieder zurückzunehmen oder auslaufen zu lassen.

Damit der Staat gar nicht erst in einer Subventionsfalle landet, sollte er daher vor jeder Förderzusage prüfen, ob die Förderung notwendig ist und ob sie so marktkonform wie möglich ausgestaltet ist. Diese Prüfung bestehen Investitionen in die Grundlagenforschung eher als Subventionen von Technologien, die bereits fortgeschrittene Entwicklungsphasen erreicht haben und marktfähig sind.

Jede Förderung über die Grundlagenforschung hinaus sollte ein klares Auslaufdatum oder eine automatische Abschmelzung vorsehen und allenfalls Risiken abfedern, aber keine Gewinne garantieren. Um einmal gewährte Förderung zu beenden, gilt es, den Widerstand der Profiteure dieser Förderung zu überwinden. Dazu sollte die Streichung Teil eines umfassenderen Reformprojekts werden, das als Erzählung die gesamtgesellschaftlichen Vorteile hervorhebt. In dieser Studie werden nur Teile eines solch umfassenden Reformprojekts vorgestellt. Weitere Teile beschreibt der R21-Expertenrat für Klima- und Energiepolitik etwa im FAZ-Beitrag „Der Befreiungsschlag für den Emissionshandel“ (Republik21 2025a) und in einem Policy Paper zur Klima- und Energiepolitik (Republik21 2025b).

Teil II: Strukturprobleme der Energiepolitik

Grundsätzliche Probleme

Staatliche Eingriffe in den Wettbewerbsmechanismus führen regelmäßig dazu, dass sich wirtschaftliche Akteure nicht mehr vorrangig an den Bedürfnissen der Bürger orientieren. Stattdessen werden Ressourcen für andere – oft politisch gewünschte – Ziele verwendet. Dies führt zu Wohlfahrtsverlusten, da die für diese Ziele eingesetzten Ressourcen für andere Verwendungen nicht mehr zur Verfügung stehen. Dabei sind die Wohlfahrtsverluste, die von einem gegebenen Eingriff ausgehen, in der Regel diffus und nicht eindeutig kausal identifizierbar; sie bleiben oft unsichtbar. So fällt es leicht, diese in der Summe größeren Wohlfahrtsverluste im Vergleich zu den klar identifizierbaren zentral gesetzten Zielen zu vernachlässigen (Bastiat 1850). Dies erklärt, warum häufig immer weitere politische Interventionen verfolgt werden (Interventionsspirale). Dies führt jedoch dazu, dass so gelenkte wirtschaftliche Aktivitäten immer weniger zur gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt beitragen.

Ordnungspolitische Situation in der EU und Deutschland

Eine passende Setzung des Ordnungsrahmens gelingt gegenwärtig weder in der EU noch in Deutschland. Bürger und Unternehmen vor Ort werden weniger durch Preissignale – und damit durch die Präferenzen der Bürger – als durch Regulierungen und Subventionen gelenkt. Der Staat definiert detaillierte Ziele und Pfade, während marktwirtschaftliche Koordinationsmechanismen geschwächt oder ersetzt werden. Grundlegende Prinzipien der Sozialen Marktwirtschaft werden damit regelmäßig verletzt.

Die Folge sind Fehlsteuerungen auf mehreren Ebenen. Einerseits werden staatliche Ziele häufig nicht erreicht. Andererseits bleiben Chancen ungenutzt, die außerhalb der staatlich gesetzten Bahnen entstehen würden. Der Versuch, durch zentrale Vorgaben ein komplexes, von fluktuierender Erzeugung abhängiges Energiesystem zu steuern, überfordert Planungsbehörden regelmäßig. Ein solches System erfordert vielmehr flexible Marktanreize, um die zahlreich vorhandenen Informationen effizient zusammenzuführen, statt zusätzliche zentrale Programme aufzulegen.

Überforderung durch Interventionsspiralen

Hält der Staat an der zentralen, kleinteiligen und übergreifenden Steuerung fest, verstrickt er sich in Interventionsspiralen. Jede neue Regelung versucht, die unbeabsichtigten Folgen der vorherigen auszugleichen. So entstehen Bürokratie, ein Geflecht an Ausgleichszahlungen, Unsicherheit und wachsende Ineffizienz. Zugleich wird es dem Staat immer schwerer, seine eigentlichen Kernaufgaben – die Koordination von Netzinfrastrukturen und die Sicherung fairer Wettbewerbsbedingungen – zu erfüllen.

Für die Akteure vor Ort zeigt sich diese Überforderung des Staates unmittelbar: Handwerker, Projektentwickler oder mittelständische Unternehmer stoßen auf bürokratische Hürden, steigende Energiepreise und mangelnde Planungssicherheit. Viele Projekte scheitern am unzureichenden Ausbau der Verteilnetze, der mit dem Zuwachs erneuerbarer Erzeugung und der Elektrifizierung zahlreicher Sektoren nicht Schritt hält. Heimatwurzeln e.V. berichtet aus Gesprächen mit Bürgermeistern und Entwicklern einen zunehmenden Trend fehlender Netzanschlusskapazitäten in den Regionen beim Ausbau erneuerbarer Energien.

Das Vertrauen der Bürger in die staatliche Steuerungsfähigkeit ist entsprechend gering. Nur noch drei Prozent der gesellschaftlichen Mitte äußern laut einer SINUS-Studie im Auftrag von Heimatwurzeln (SINUS 2025) Vertrauen in die aktuelle Klimapolitik. Die Menschen erkennen, dass viele Versprechen, die rund um die Energiewende gemacht wurden, nicht eingehalten werden. Sie erwarten zu Recht, dass der Staat seine Kernaufgaben erfüllt, statt immer neue Vorschriften zu schaffen, bestehende Fehlanreize fortzuschreiben und Ziele weiterhin zu verfehlen.

Ein „Weiter so“ mit kleinen Anpassungen – etwa der Verlagerung der Netzausbaukosten von den Verbrauchern auf den Steuerzahler oder der Verringerung des Erdkabelanteils zugunsten großer Freileitungstrassen – wird nicht genügen. Um die Energiepolitik wieder auf ein solides Fundament zu stellen, ist eine grundsätzliche Neuorientierung erforderlich. Nur durch eine Rückbesinnung auf marktwirtschaftliche Ordnungspolitik lässt sich die Komplexität des Systems managen, Investitionen in Flexibilität anreizen und die Effizienz langfristig erhöhen.

Doch diese klar umgrenzten Anwendungsfälle bei der Förderung der erneuerbaren Energien hat der Staat nach einer Anfangsphase vor über 25 Jahren längst überschritten. Zudem traut sich auch die aktuelle Regierung nicht an die massiven Förderungen, z.B. beim Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) oder dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) heran und kommt nicht aus der Subventionsfalle heraus, in die die Energiepolitik in Deutschland geraten ist.

Kostentreiber der Energiewende

Ein politisches Ziel der Bundesregierung ist es den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und dafür die deutsche Energieversorgung im Rahmen der Energiewende von fossilen auf erneuerbare Quellen umzustellen. Diverse politische Maßnahmen haben diesen Umbau zwar beschleunigt, gleichzeitig verdeutlicht eine nüchterne Bestandsaufnahme, dass die kleinteilige Förder- und Regulierungspraxis erhebliche direkte und indirekte Kosten verursacht – Kosten, die den Wirtschaftsstandort, die Verbraucher und den Bundeshaushalt höher belasten als nötig.

Unabhängig von der politischen Frage, welches Ziel an erneuerbarer Energieerzeugung am Primärenergieverbrauch angestrebt werden soll, kann ein Großteil der Kosten bereits ohne Zielveränderung eingespart werden, wenn Preisanreize staatliche Top-down-Regulierung ersetzen. Besonders vier Kostentreiber gilt es zu adressieren:

1. **Hohe Transaktionskosten** durch komplexe Verwaltungs- und Förderstrukturen.
2. **Fehlanreize und Allokationsverluste** durch eine Subventionslogik, die ineffiziente Investitionen begünstigt.
3. **Wettbewerbsverzerrungen** in einem ungünstigen Regulierungsrahmen.
4. **Monopolübergewinne** und Ineffizienzen durch fehlenden Wettbewerb.

Hinzu kommen schwer bezifferbare Wohlstandsverluste durch bürokratische und lange Verfahren, zum Beispiel beim Netzanschluss (vgl. AFRY 2026). Dies führt dazu, dass wirtschaftliche Projekte nicht umgesetzt werden – unsichtbare Kosten. Um die Quellen unnötiger Kosten sichtbar zu machen, werden im Folgenden das Fördersystem der erneuerbaren Energien, die Regulierung der Netzinfrastruktur und ergänzende staatliche Programme genauer betrachtet. Auf dieser Grundlage werden die institutionellen Probleme der derzeitigen Energiepolitik und die daraus resultierenden Kosten konkretisiert.

Entwicklung und Struktur der Förderung erneuerbarer Energien

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist heute in vielen Fällen ohne Förderung und Subventionen wirtschaftlich zu betreiben. An den Strommärkten bieten Erzeugungsanlagen aus Wind und Sonne regelmäßig Strom mit sehr niedrigen Grenzkosten an. Das bestehende Fördersystem führt zu Mitnahmeeffekten und dem Bau zusätzlicher Anlagen ohne hinreichende Rückkopplung an Netz- und Systemkosten. Auch sind die Emissionen des Energiesektors bereits durch das europäische Emissionshandelssystem (ETS I) wirksam gedeckelt. Der CO₂-Preis setzt einen starken marktlichen Anreiz für emissionsarme Energietechnologien, dessen Stärke vom Preisniveau abhängt, jedoch ohne staatliche Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien.

Dabei ist die politische Opportunität der Emissionsminderungsparadigmen genau umgekehrt zu ihrer Wirksamkeit: Die kleinteiligen Förderungen und Subventionen sind opportun, da sie konzentrierte „sicht-

bare"Profite mit weit gestreuten „unsichtbaren"Kosten (in Form von Steuern und Abgaben) ermöglichen. Der Zertifikatehandel ermöglicht mehr Emissionsminderung zu geringen Gesamtkosten. Dennoch ist er aufgrund der zweifelsfrei erkennbaren Kosten politisch allgemein weniger beliebt.

Das EEG

Gleichwohl ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit mehr als 25 Jahren nach wie vor das Kerninstrument der deutschen Förderpolitik. Sein Vorläufer, das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1990, umfasste nur fünf Paragraphen und regelte die Einspeisung erneuerbaren Stroms ins öffentliche Netz. Ziel war es, Erzeugern Mindestvergütungen zu sichern und eine junge Technologie in den Markt zu führen (vgl. Wenz 2020).

Mit dem EEG wurde dieses Prinzip ausgebaut, zugleich aber in eine Förderlogik überführt, die sich langfristig als ineffizient erwiesen hat. Das Gesetz garantiert Betreibern feste Einspeisetarife über 20 Jahre und deckt laufende Betriebskosten. Diese Struktur bietet Investoren außergewöhnliche Sicherheit, entkoppelt Investitionsentscheidungen aber von der Systemeffizienz. Der Ausbau erfolgt daher oft nach einer „Produce-and-Forget“-Logik. Dabei erfolgen Investitions- und Standortentscheidungen weitgehend unabhängig davon, ob und wo der erzeugte Strom tatsächlich gebraucht wird. Auch vorhandene oder zusätzlich benötigte Netzkapazitäten spielen kaum eine Rolle. Damit wird die Nachfrage vom Angebot weitgehend entkoppelt.

Darüber hinaus legte sich der Staat mit dem EEG auf politisch gewünschte Energieträger fest; einzelne Technologien wie PV-Anlagen auf Dächern werden massiv überfordert. Fragen der Anreizwirkung, Technologieoffenheit und internationalen Anschlussfähigkeit spielten dabei eine untergeordnete Rolle. Mit der Zeit kamen weitere Komplexitätstreiber hinzu:

- **Sonderregeln und Ausnahmen:** Steigende Vergütungen führten zu zahlreichen Sondertatbeständen und differenzierten Fördersätzen.
- **Politisch ambitionierte Ausbauziele:** Der Bund setzte Ziele, ohne ausreichenden Einfluss auf Genehmigungs- oder Netzplanung vor Ort zu haben.
- **Korrekturen durch neue Regulierungen:** Offensichtliche Fehlentwicklungen wurden durch weitere Detailvorgaben abgefedert, die wiederum neue Fehlanreize schufen.

Diese Kleinteiligkeit drückt sich auch im Umfang des Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) aus. Das EEG umfasst inzwischen rund 128 Seiten und 170 Paragraphen; Teile wurden zusätzlich in das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) ausgelagert.

Subventionsmechanismen und Kosten

Dabei unterscheidet das EEG zwischen einer politisch festgelegten Vergütung (feste Einspeisevergütung) und Marktprämien, die über staatliche Ausschreibungen ermittelt werden. Marktprämien gleichen einer Mindestvergütung, die gezahlt wird, wenn die Erlöse der Anlage am Strommarkt unterhalb der Höhe der Mindestvergütung liegen. Anlagen, die eine feste Einspeisevergütung beziehen, sind vom Marktpreis unbeeinflusst und nehmen erst gar nicht am Strommarkt teil. Dies trifft insbesondere auf kleine bis mittlere PV-Dachanlagen zu, bei denen eine Einspeisevergütung für jede Kilowattstunde erfolgt – unabhängig davon, ob eine Nachfrage besteht oder Netzkapazitäten vorhanden sind.

Mit wachsender Komplexität stiegen auch die Kosten: Nach Berechnungen und Prognosen im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber summieren sich die EEG-Förderverpflichtungen allein in den kommenden fünf Jahren auf annähernd 100 Milliarden Euro (Leipziger Institut für Energie GmbH & r2b energy consulting GmbH 2025). Die kumulierten Fördermittel seit Einführung liegen deutlich über 250 Milliarden Euro (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2025). Die Kosten der EEG-Vergütung wurden

ursprünglich durch eine Umlage auf den Strompreis finanziert. Mit dem starken Anstieg dieser Umlage erfolgte die Umstellung auf Haushaltsmittel, was weiter dazu beiträgt, die tatsächlichen Kosten des Energiesystems zu sozialisieren.

Beispiel: PV-Anlagen auf Dächern

Besonders ins Gewicht fällt die Förderung von Photovoltaikanlagen auf Dächern, die bei heute oft kurzen Amortisationszeiten keiner Subvention mehr bedürfen. Gleichwohl wird weiterhin ein erheblicher Teil der Fördermittel in diesen Bereich gelenkt. Betrachtet man die jährlichen Prognosen über die Kosten der EEG-Vergütung für den Bundeshaushalt, wird deutlich, dass die Gesamtkosten trotz abschmelzender Förderhöhen bei einem annähernd gleichbleibenden Niveau von etwa 10 Milliarden Euro an EEG-Kosten für PV-Anlagen auf Dächern verbleiben (siehe Abbildung 1).

Grund hierfür sind fallende Marktwerte für PV-Strom durch ein Überangebot zu sonnigen Mittagszeiten. Dadurch können sich PV-Anlagen immer weniger am Strommarkt gegenfinanzieren, wodurch die Kosten einer staatlichen Kompensation steigen. Eine Herausforderung, die mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zunehmen wird und bereits heute unter dem Schlagwort „Kannibalisierungseffekt“ diskutiert wird. Ohne Förderung durch das EEG würden diese Anlagen in Speicher und e-Mobilität investieren anstelle mit einer staatlichen Vergütung blind in das Netz einzuspeisen.

Wie stark dieser Effekt sein wird, verdeutlichen die staatlichen Ziele für den PV-Zubau: Die installierte Leistung von PV-Anlagen soll sich von derzeit etwa 110 GW bis 2030 verdoppeln und bis 2045 sogar mehr als vervierfachen. An der tatsächlichen Stromerzeugung machen PV-Anlagen derzeit nur einen Anteil von etwa 25 Prozent der erneuerbaren Energien aus. Mit etwa 70 TWh im Jahr liegt die Stromerzeugung aus PV-Anlagen ins Stromnetz etwa gleichauf mit den noch bestehenden Braun- und Steinkohlekraftwerke. Dabei verteilt sich die installierte Leistung wie auch tatsächliche Erzeugung bei PV-Anlagen auf zwei Drittel Dach- und ein Drittel Freiflächenanlagen. Dies macht deutlich, dass aktuell etwa die Hälfte der EEG-Kosten für umgerechnet 45 TWh und damit nur etwas mehr als 15 Prozent der erneuerbaren Stromversorgung für PV-Dachanlagen gezahlt werden. Damit laufen 50 Prozent der EEG-Förderung in weniger als 10 Prozent der gesamten Stromerzeugung in Deutschland.

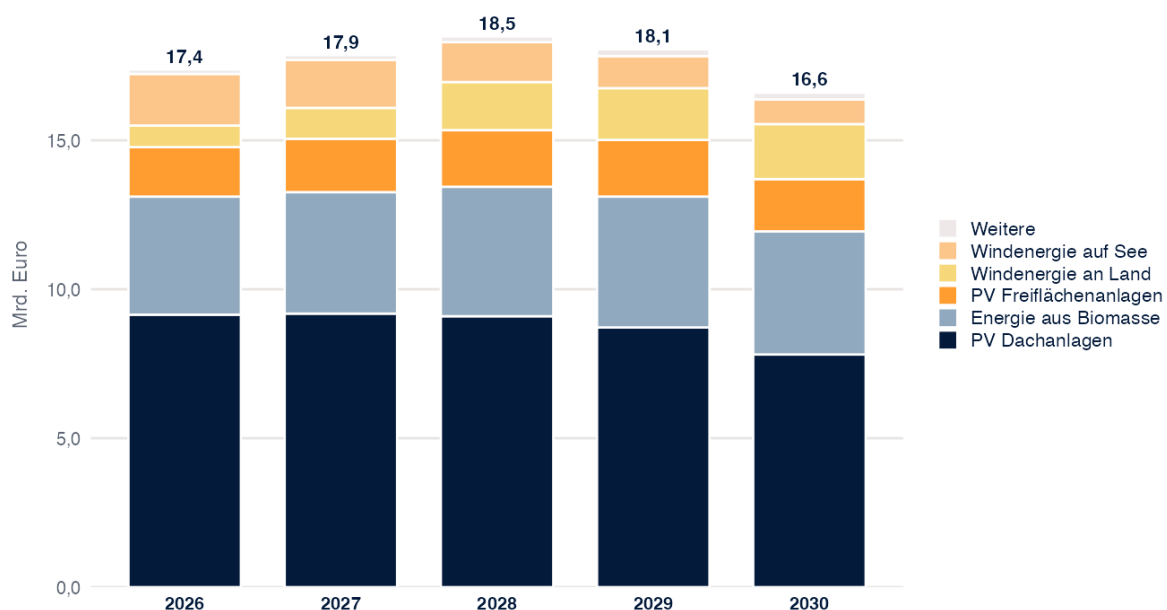


Abbildung 1: Prognose der an Anlagenbetreiber zu zahlende EEG-Kosten in Millionen Euro. Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH/ r2b energy consulting GmbH 2025

Netzüberlastung durch Subventionen

Die EEG-Vergütung fließt zu großen Teilen in stark wetterabhängige Technologien, die teils auch noch an ungünstigen Netzstandorten errichtet werden. Die Ausgestaltung der EEG-Vergütung als Betriebskostenförderung mit einer festen Mindestvergütung für erneuerbare Energien macht sie blind für systemdienliches Verhalten. Anlagenbetreiber haben bislang kaum Anreize, ihre Einspeisung an Netz- oder Preissignale anzupassen, weil der Staat ihnen eine sichere Vergütung und gesetzlichen Vorrang beim Netzanschluss garantiert. Dadurch steigen die indirekten Kosten des Energiesystems, etwa durch Redispatch-Maßnahmen und erheblichen Netzausbau, der über die Netzentgelte auf alle Verbraucher umgelegt wird.

Beispielhaft zeigt sich das Problem im Norden Deutschlands: An windigen Tagen kann es geschehen, dass Windkraftanlagen so viel Strom erzeugen, dass dieser Menge keine Nachfrage gegenübersteht, selbst wenn der Strom verschenkt wird. In der Folge wird der Strompreis negativ. Viele Windkraftanlagen im Bestand speisen aufgrund der EEG-Förderlogik jedoch auch zu negativen Preisen ins Stromnetz ein. Denn eine staatliche Vergütung erhalten Anlagenbetreiber selbst bei negativen Preisphasen, wenn sich diese nicht über mehrere Stunden erstreckt. Eine Regelung mit einem Fehlanreiz, der erst im vergangenen Jahr für Neuanlagen etwas entschärft wurde. Die negativen Strompreise erhöhen den Stromverbrauch in Süddeutschland ebenso wie an anderen Orten in Deutschland. Andererseits wirken die negativen Strompreise auf am Markt operierender Kraftwerke im Süden prohibitiv, was das Stromangebot trotz steigender Nachfrage senkt.

In der Folge entsteht im Norden ein Einspeiseüberschuss, im Süden ein Einspeisemangel; die Übertragungsnetze haben nicht die Kapazität, dies auszugleichen. Die Windkraftanlagen müssen abgeregelt werden und Kraftwerke im Süden aktiviert werden (Redispatch). Allein im Jahr 2024 wurden insgesamt 17,3 TWh durch Redispatch reduziert, wobei ein überwiegender Anteil auf Windkraftanlagen in hoher See entfällt.

Seit dem Jahr 2022 belaufen sich die damit einhergehenden Redispatch-Kosten jährlich auf 2 bis 3 Milliarden Euro (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2025) und bleiben voraussichtlich auch in den nächsten Jahren in dieser Größenordnung trotz erheblichem Netzausbau. Das sind Kosten, die die Netzentgelte in Deutschland zusätzlich erhöhen und verdeutlichen, dass der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung nicht mit dem Ausbau der Netze abgestimmt ist.

Netzinfrastuktur als Engpass der Energiewende

Struktur des deutschen Stromnetzes

Die Netzinfrastuktur für Strom ist historisch gewachsen und eine Folge des fortlaufenden Liberalisierungsprozesses der europäischen Strommärkte. In Deutschland sind vier Übertragungsnetzbetreiber für die Höchstspannungsebene der Netze verantwortlich. Die Höchstspannungsleitungen transportieren Strom über große Distanzen von Großerzeugern, wie konventionelle Großkraftwerke und Offshore-Windparks, zu den nachgelagerten Verteilernetzen und einigen sehr wenigen industriellen Großkunden. Die Verteilnetze bestehen aus Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen, an die Gewerbe- und Industriebetriebe sowie private Haushaltskunden angeschlossen sind. Ebenfalls an den Verteilnetzen angeschlossen sind ein Großteil der erneuerbaren Energieanlagen, wie beispielsweise Biomasseanlagen oder Solarparks.

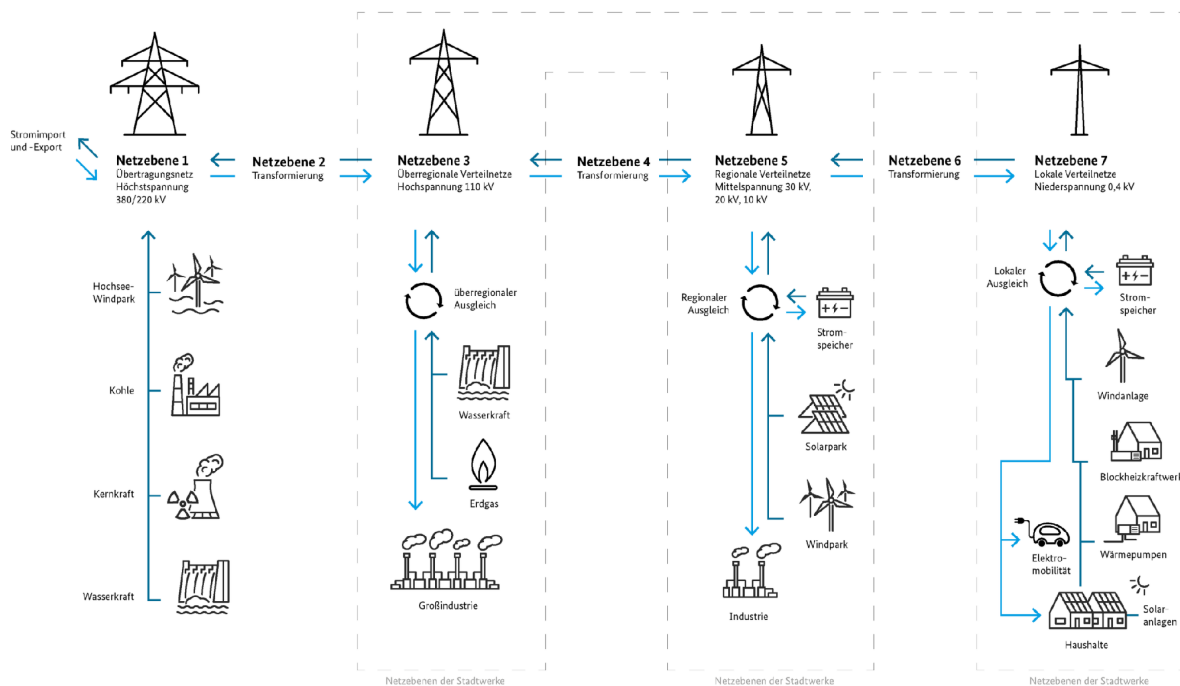


Abbildung 2: Netzebenen des deutschen Stromnetzes, Quelle: Bundesnetzagentur 2026b

Für den Betrieb der Verteilnetze sind in Deutschland etwas mehr als 850 regionale Verteilnetzbetreiber verantwortlich – eine im europäischen Vergleich ungewöhnlich hohe Zahl. Insgesamt gibt es in Europa etwa 2.400 Verteilnetzbetreiber, von denen 90 Prozent weniger als 100.000 Netzkunden versorgen. Über 70 Prozent der Stromversorgung im europäischen Verteilnetz werden von weniger als 250 Verteilnetzbetreibern sichergestellt. Dabei variiert die Anzahl der Verteilnetzbetreiber pro Mitgliedstaat erheblich: von 11 in den Niederlanden bis zu über 850 in Deutschland (PVP4Grid 2020). Auch innerhalb Deutschlands versorgen einige wenige große Verteilnetzbetreiber den überwiegenden Teil der Netzkunden, während eine Vielzahl kleiner Betreiber nur über begrenzte Kapazitäten verfügt.

Interessenskonflikte

Trotz Liberalisierung des europäischen Energiemarktes sind viele Netzbetreiber vertikal integriert. So gehört beispielsweise der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW mehrheitlich zum Energieversorgungsunternehmen EnBW. Da Netzbetreiber regelmäßig mit Energieerzeugern in geschäftlicher Interaktion stehen, kann es hier trotz formaler Unabhängigkeit zu Interessenkonflikten kommen, die für Monopolisten zu vermeiden sind. Viele Verteilnetzbetreiber sind in kommunalem Eigentum, was ebenfalls wechselseitige Interessenskonflikte auslöst.

Bei öffentlichen Vergabeverfahren von Konzessionsausschreibungen in den Regionen besteht aktuell die Möglichkeit, nicht allein den günstigsten Preis als Zuschlagskriterium heranzuziehen. Das kann dazu führen, dass durch die Ausschreibungsbedingungen Wettbewerber ausgeschlossen werden und überhöhte Kosten in Kauf genommen werden.

Teurer und langsamer Netzausbau

Ein Problem unserer Strominfrastruktur ist, dass sie für ein zentrales Energiesystem mit einigen wenigen Großkraftwerken errichtet wurde. Um die historisch gewachsenen Strukturen für eine auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung auszubauen und zu ertüchtigen, sind laut offizieller Netzausbau- und Entwicklungsplanung Investitionen von knapp 630 Milliarden Euro bis 2045 notwendig. Andere Untersuchungen gehen von deutlich höheren Kosten aus (McKinsey 2024, Frontier Economics 2025).

Diese teilen sich auf in 365 bis 392 Milliarden Euro für das Übertragungsnetz, wobei allein zwischen 149 und 167 Milliarden Euro in die Einbindung der Offshore Erzeugung investiert werden müssen (Übertragungsnetzbetreiber 2026). Mindestens weitere 237 Milliarden Euro fließen mit stark steigendem Trend als Investitionen in das Verteilnetz (Bundesnetzagentur 2025b). Abbildung 3 verdeutlicht die zukünftigen Investitionen in das Stromnetz in Abhängigkeit der jeweiligen Netzebene und aufgeteilt nach mittel und langfristigen Investitionsbedarfen.

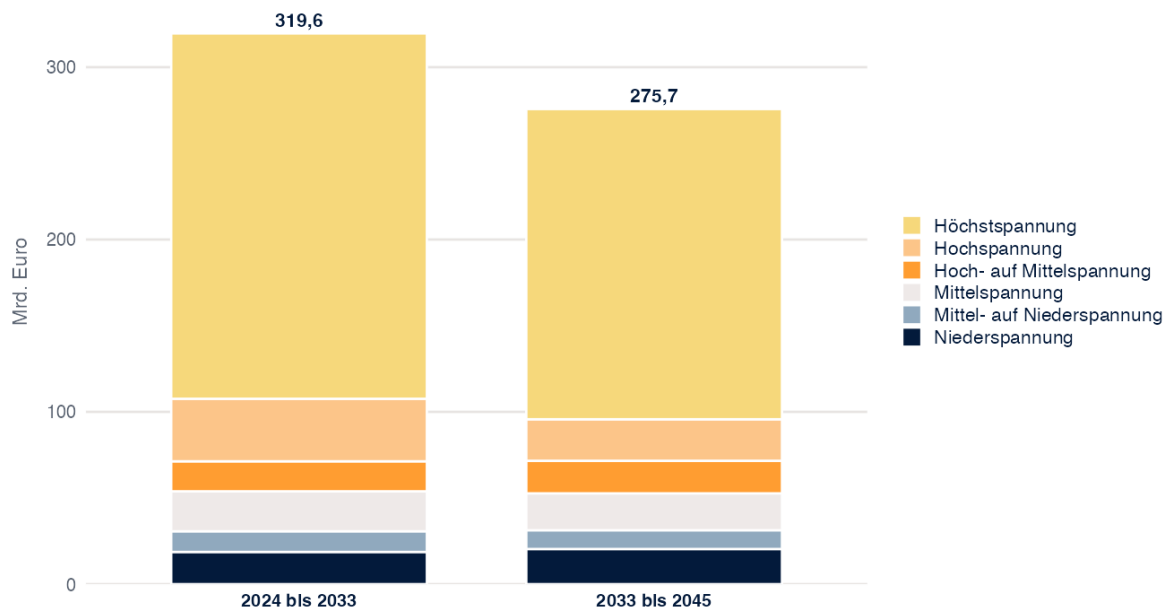


Abbildung 3: Investitionsbedarf im Netzausbau in Milliarden Euro, Quelle: Bundesnetzagentur 2025b, Übertragungsnetzbetreiber 2026.

Das sind Investitionskosten, die künftig über die Netzentgelte oder den Bundeshaushalt plus Zinseffekte gegenfinanziert werden müssen. Die Bundesnetzagentur geht in einem Zwischenbericht zur Überarbeitung der Netzentgeltsystematik von einer Verdopplung der jährlichen Stromnetzskosten bis 2045 von aktuell 37 auf 79 Milliarden Euro aus (Bundesnetzagentur 2026). Studien gehen dabei von Steigerungen der Netzentgelte um 20 bis 50 Prozent für private Haushalte sowie von 60 bis 70 Prozent für Gewerbe- und Industriebetriebe aus (Frontier Economics 2025, Agora Energiewende 2025). Entscheidend ist dabei die angenommene Stromnachfrage in der Zukunft. Je höher tatsächliche Nachfrage und Stromverbrauch künftig sind, desto geringer steigen die Netzentgelte je Kilowattstunde, weil sich die Stromnetzkosten auf einen größeren Abnehmerkreis verteilen.

Diese Infrastrukturinvestitionen zur Modernisierung und zum Ausbau der Netze sind teilweise notwendig, weil die physikalischen Kapazitäten des Stromnetzes zum zentralen Flaschenhals der aktuellen Energiepolitik geworden sind. Bereits heute betreffen lange Wartezeiten und hohe Bürokratie bei der Genehmigung 25 Prozent der (potentiellen) PV-Anlagenbesitzer, 37 Prozent wünschen sich eine schnellere Bearbeitung durch den Netzbetreiber (BearingPoint 2025). Die Probleme sind erklärbar. Der Verteilnetzbetreiber SH-Netz berichtet beispielsweise von einer Verzehnfachung der PV-Anmeldungen im Vergleich zu 2019, was die personellen Ressourcen massiv herausfordert und die Verfahrensdauer bis zur Genehmigung entsprechend verlängert. Im Schnitt dauere es in Deutschland knapp vier Monate von der Stellung des Netzanschlussbegehrens bis zur Zuweisung eines Netzanschlusspunkts, wobei es in Extremfällen auch mehrere Jahre dauern kann (Bundesverband Solarwirtschaft 2025). Die Stadtwerke Oranienburg konnten 2024 zum Beispiel aufgrund fehlender Kapazitäten im Verteilnetz keine Genehmigungen zum Netzanschluss mehr erstellen (Bundesnetzagentur 2024b). Eine Situation, die im

Verteilnetz zunimmt und neue Vergabeverfahren notwendig macht, bei welchen eine Priorisierung der Anschlussuchenden notwendig wird.

Auch diese Beispiele belegen, dass die Planung der Stromnetze kaum mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verzahnt ist. Investitionen werden am Standort Deutschland so ausgebremst und mitunter wegen fehlender Netzanschlusskapazitäten ins Ausland verlagert.

Hohe Netzbetriebskosten

Die hohe Anzahl an Verteilnetzbetreibern in Deutschland führt zu erheblichen Personal- und Pensionskosten und schafft ineffiziente Doppelstrukturen. Hinzu kommt, dass viele sehr kleine Netzbetreiber über die reine Aufrechterhaltung des Netzbetriebs hinaus keine Ressourcen für eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur bereitstellen können. Dabei ist der Netzbetrieb durchaus sehr profitabel (vgl. Bundesnetzagentur 2026). Zudem ist bislang kaum eine Konsolidierung oder ein Ausscheiden von Wettbewerbern auf dem Verteilnetzbetreibermarkt festzustellen (Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen bei der Bundesnetzagentur 2025).

Engpässe im Stromnetz werden bislang vor allem administrativ in Form von langjährigen Netzausbauprojekten und kurzfristigem Redispatch behoben. Marktbasierte Steuerungsmechanismen, die Knappheiten über lokale Preise sichtbar machen und das bestehende Stromnetz besser ausnutzen, existieren bisher nicht. Zusammengenommen belaufen sich auch deshalb die Netzentgelte pro Jahr heute auf über 35 Milliarden Euro mit ansteigender Tendenz. Bei Haushalten und im Gewerbe umfassen die Netzentgelte mittlerweile rund 30 Prozent der Stromkosten (Bundesnetzagentur 2025a).

Das Grundproblem liegt damit nicht nur in zu geringen Investitionen, sondern auch in der institutionellen Ausgestaltung des Netzbetriebs. Solange Netzengpässe überwiegend administrativ statt über Preissignale bewirtschaftet werden und Anschlussprozesse langsam, kleinteilig und intransparent bleiben, steigen sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten unnötig an. Der Netzbetrieb bleibt dann administrativ und reaktiv, statt Knappheiten zu vermeiden und marktwirtschaftlich zu adressieren.

Unvollkommene Anreizregulierung

Die Anreizregulierung spielt heute eine zentrale Rolle beim Betrieb der Stromnetze. Netzbetreiber werden durch Effizienzvergleiche und Erlösobergrenzen diszipliniert, da Netzinfrastrukturen natürliche Monopole darstellen. Der bestehende Regulierungsrahmen hat zwar in einem gewissen Maße zu Kostendisziplin geführt, hemmt jedoch häufig Innovationen.

Während die Anreizregulierung bisher fast ausschließlich die Kosteneffizienz von Investitionen adressiert, ist die Regulierung hinsichtlich der operativen Kosten blind. Das grundlegende Problem der auf kostenorientierten Verfahren beruhenden Anreizregulierung besteht darin, dass nur schwache Anreize für eine effiziente Betriebsweise geschaffen werden (vgl. Brunekreeft, Kuszniir und Meyer 2020).

Steigende Kosten der Verteilnetzbetreiber können einfach auf die Verbraucher abgewälzt werden, während gleichfalls Einsparungen und sinkende Kosten ebenfalls sofort an die Verbraucher weiterzugeben sind. Dadurch werden Einsparbemühungen kaum honoriert und Digitalisierungsprozesse verschleppt. In der Konsequenz hat das regulierte Unternehmen wenig Motivation, seine Effizienz tatsächlich zu steigern und die Belastungen durch Netzentgelte zu reduzieren.

Förderlandschaft und Transaktionskosten

Ineffizienz durch Umverteilung

Im Energiesektor gibt es hohe Steueraufkommen einerseits und hohe Subventionen andererseits. Dies führt dazu, dass die Erlöse aus dem Stromverkauf nicht so verteilt werden, dass sie möglichst effiziente

und zuverlässige Stromerzeugung belohnen. Vielmehr werden Förderungen und Subventionen maximal ausgeschöpft und im besten Fall staatliche Planvorgaben erfüllen. Bei den geförderten Maßnahmen führt dies zu Mitnahmeeffekten, Mehrfachförderungen und zur Förderung von Anlagen, die keinen systemischen Mehrwert generieren. Technologische Lösungen, die mit vorhandener Knappheit effizienter umgehen, werden hingegen regelmäßig benachteiligt, wenn sie nicht im Katalog staatlicher Förderung enthalten sind. So haben lokale, pragmatische Lösungen häufig keine Chance im Subventionswettbewerb, obwohl sie bessere Lösungen bieten könnten. Letztlich verursachen Subventionen höhere Kosten, als sie an zusätzlichem Nutzen stiften.

Aktuell ist es unmöglich, zu prognostizieren, welche Kombination von bestehenden und noch nicht existenten Technologien am effizientesten Lösungen für Knappheitsprobleme im Energiesystem liefert. Daher ist es auch unmöglich, genau die richtigen Maßnahmen in genau der richtigen Höhe zu fördern. Ebenso unmöglich ist es, sämtliche Möglichkeiten und künftigen Lösungsoptionen staatlich zu bezuschussen. Gesamtgesellschaftliche Entlastung kann jedoch durch eine Reduktion der direkten und indirekten Steuern und Abgaben erreicht werden. So kann ein Rahmen gestaltet werden, in welchem sich wettbewerbliche Mechanismen entfalten können und eine „schöpferische Zerstörung“ (Schumpeter 1980) die Bedürfnisse durch Innovationen kosteneffizient und technologieneutral erfüllt. Die so wegfallenden Steueraufkommen können durch ein Abschmelzen der Subventionen ausgeglichen werden, wobei anzunehmen ist, dass das Steueraufkommen aufgrund von Investitionen in neue Geschäftsmodelle, Start-Ups und Neugründungen tendenziell sogar zunehmen wird. So wird wieder ein fairer Wettbewerb ermöglicht und technologische Innovation hätte wieder eine Chance, gesellschaftlichen Nutzen zu stiften.

Hohe Transaktionskosten durch Vielzahl an Förderprogrammen

Neben der Förderung erneuerbarer Energien über den Bundeshaushalt hat sich eine Vielzahl zusätzlicher Förderprogramme etabliert – von Klimaschutzverträgen für Industrieprojekte über E-Auto-Prämien und Steuererleichterungen bis hin zu Wasserstoff- und Regionalprogrammen der Bundesländer. Das Volumen ist schwer zu überblicken. Allein der Klima- und Transformationsfonds (KTF) stellt jährlich über 30 Milliarden Euro für solche Einzelförderungen bereit (siehe Abbildung 4). Dabei stammen die Einnahmen des KTF insbesondere aus der nationalen CO₂-Bepreisung (16,7 Milliarden Euro in 2026) sowie aus dem europäischen CO₂-Handel (4,3 Milliarden Euro in 2026). Hinzu kommen 10 Milliarden aus dem sogenannten „Sondervermögen“ für Infrastruktur und Klimaneutralität (SVIK).

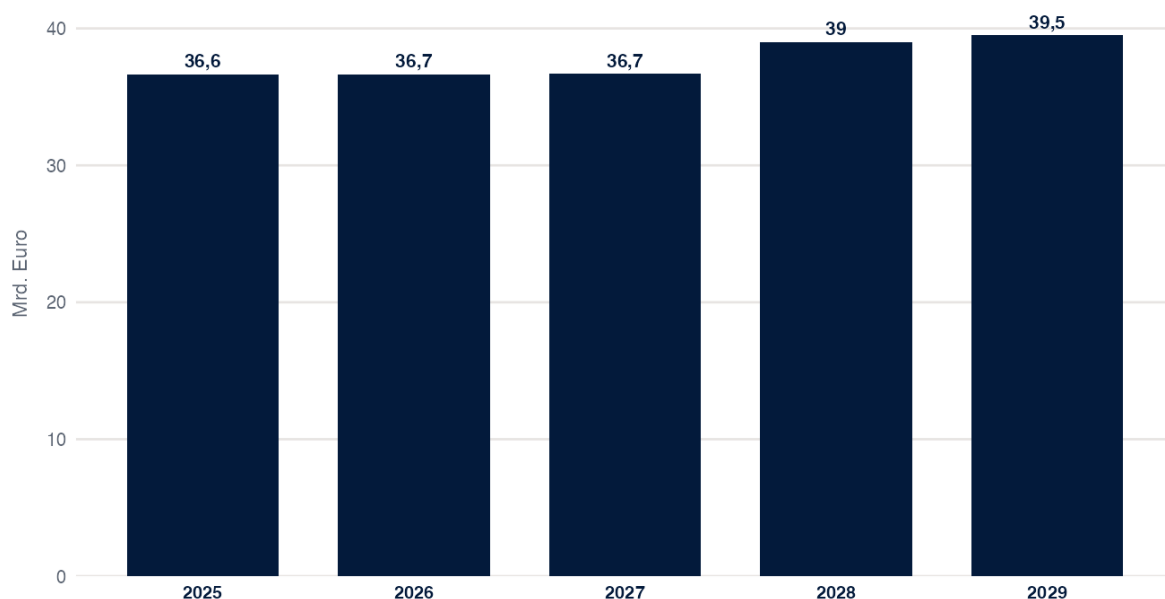


Abbildung 4: Ausgaben des Klima- und Transformationsfonds (KTF) in Milliarden Euro, Quelle: Deutscher Bundestag 2025

Der KTF soll den Transformationsprozess hin zu einer emissionsarmen Wirtschafts- und Lebensweise finanzieren. Dabei weist er strukturelle Schwächen auf, die seine Effektivität einschränken. Insbesondere die starke Fragmentierung der Förderprogramme, eine technologiespezifische Fokussierung sowie hohe administrative Anforderungen führen zu hohen Transaktions- und Bürokratiekosten. Zudem entstehen Geschäftsmodelle, die nur auf Basis staatlicher Zuschüsse konkurrenzfähig sind und aus diesem Grund nicht internationalisiert werden können. Konsequenterweise ist auch der politisch gewünschte „Exportschlager Energiewendetechnologie“ bisher gescheitert. Die Struktur des KTF untergräbt damit die Zielgenauigkeit und Wirtschaftlichkeit des Mitteleinsatzes und schadet langfristig der Akzeptanz der deutschen Klima- und Energiepolitik.

Die kleinteilige und bürokratische Förderlandschaft verursacht sowohl in Behörden als auch in Unternehmen hohe Verwaltungs- und Transaktionskosten. Die Vielzahl unterschiedlicher Förderrichtlinien, Berichtspflichten und Antragsverfahren führt zu Doppelstrukturen und Mitnahmeeffekten. Häufig fließen Mittel, ohne dass dadurch zusätzliche Investitionen ausgelöst werden. Beispiele sind Wasserstoffprojekte ohne tragfähige Perspektive eines förderfreien Betriebs oder Kaufprämien für Elektrofahrzeuge, die Mitnahmeeffekte begünstigen und Marktverzerrungen auslösen.

Solche Programme kompensieren Symptome, statt strukturelle Ursachen zu beheben. Im Stromsektor ist ihr zusätzlicher Beitrag zur Emissionsminderung zudem häufig begrenzt, soweit dieselben Emissionen bereits dem Emissionshandel unterliegen. Ihre institutionelle Wirkung ist kontraproduktiv: Sie erhöhen den Aufwand, verfestigen Abhängigkeiten, verzerren Preissignale, ermutigen zum Rent-Seeking von Interessengruppen, unterminieren die Konsumentensouveränität und schwächen den Innovationsdruck.

Gesamtschau der Kosten

Die integrierte Betrachtung zeigt vier Kostenblöcke, die zusammen jährlich weit über 100 Milliarden Euro betragen und ohne Reformen jedes Jahr zu begleichen sind (siehe Abbildung 5):

1. die **EEG-Förderung** auf der Erzeugungsseite,
2. der innovationslose **Netzbetrieb** zahlreicher

3. der **Investitionsbedarf** im Übertragungs- und Verteilnetz,
4. die **bürokratischen Förderprogramme im KTF**.

Aus institutionenökonomischer Sicht sind vor allem Kosten zu kritisieren, die durch folgende Mechanismen entstehen:

- **Fehlen effizienter Anreizstrukturen:** Investitionen werden primär durch politische Steuerungsmechanismen motiviert, nicht durch Marktsignale, die Knappheiten oder Nachfrage widerspiegeln.
- **Hohe Transaktionskosten** durch die komplexe Förderlandschaft: Antragstellung, Verwaltung und Berichtspflichten erhöhen den Aufwand für Unternehmen wie Behörden gleichermaßen.
- Allokationsverluste aus **unkoordinierter Mittelvergabe:** Netzausbau, EEG-Förderung und weitere Programme werden isoliert gesteuert, wodurch Ressourcen ineffizient verteilt und Investitionen doppelt gefördert werden.
- **Ausnutzung von Marktmacht:** Monopolisten verhindern oder erschweren den Markteintritt von Wettbewerbern.

Die Kombination dieser Faktoren erklärt die Höhe der aktuellen Kosten und zeigt, dass die Energiepolitik institutionell ineffizient umgesetzt wird.

Die Gesamtansicht der empirischen Befunde verdeutlicht, dass die aktuelle Energiewende unnötige Kosten verursacht. Die Politik steuert kleinteilig und stört so die Preissignale und den marktwirtschaftlichen Wettbewerb. Notwendig ist daher eine Reform, die auf Marktmechanismen, Preissignale und eine Konsolidierung der Förderlandschaft setzt, um die Effizienz zu steigern und die Gesamtkosten der Energiepolitik signifikant zu senken. Ohne diese Reformen bleiben die Kosten dauerhaft auf dem bereits heute extrem hohen Niveau und erhöhen den Druck auf Haushalte, Unternehmen und öffentliche Finanzen.

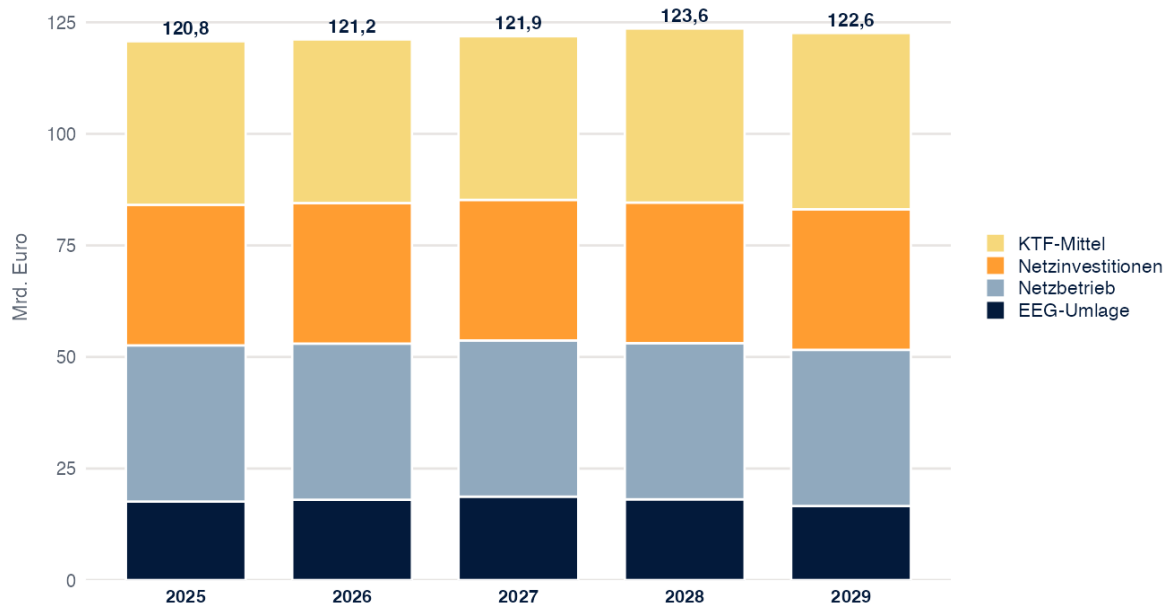


Abbildung 5: Gesamtkosten im Szenario: „Weiter so.“Quelle: eigene Darstellung

Teil II zeigt damit nicht nur einzelne Fehlentwicklungen, sondern ein systemisches Problem der Energiepolitik: Erzeugungsförderung, Netzregulierung und ergänzende Förderprogramme greifen nicht hinreichend ineinander. Statt Knappheiten über Preise sichtbar zu machen, werden sie administrativ überdeckt

oder nachträglich kompensiert. Genau daraus ergibt sich der Reformbedarf, an den Teil III mit konkreten ordnungspolitischen Vorschlägen anschließt.

Teil III: Reformvorschläge für eine marktwirtschaftlichere Energieordnung

Einsparpotential durch Reformen

Die in Teil II identifizierten Ineffizienzen – die Missachtung der Systemkosten bei der Förderung erneuerbarer Energien, die fehlenden lokalen Preissignale der Netzentgelte, die unzureichende Netzregulierung und die Überlagerung administrativer Förderprogramme – bilden die Bruchstellen, an denen die folgenden Reformen ansetzen. Konkret schlagen wir vier Reformpfade vor, um die in zentralen Punkten fehlgesteuerte Energiepolitik in Deutschland in eine zukunftsfähige Energieordnung zu überführen. Eine zukunftsfähige Energieordnung will Ziele in der Energiepolitik nicht nur benennen, sondern mit den geringstem Mitteleinsatz in der Praxis auch erreichen. Die Reformpfade im Einzelnen sind:

1. **Das Ende der Betriebskostenförderung und weiterer Subventionen** im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), um Anreize zur Systemdienlichkeit und Kostendisziplin zu schaffen.
2. **Eine Neugestaltung der Netzentgeltssystematik** in Richtung zweiseitiger, dynamischer und regional differenzierter Entgelte für alle Netznutzer, um lokale Preissignale und regionale Investitionsanreize zu ermöglichen.
3. **Eine Weiterentwicklung der Anreizregulierung**, die Innovationen und Digitalisierung im Regulierungsrahmen des Netzbetriebs honoriert, um Netzbetreibern finanzielle Anreize zur Optimierung ihrer operativen Prozesse zu geben.
4. **Senkung der Abgabenlast und Rückverteilung der Einnahmen** aus dem CO₂-Handel an Bürger und Unternehmen **statt** einer bürokratischen Förderung über den Klima- und Transformationsfonds (KTF)

Diese vier Reformpfade stehen nicht isoliert nebeneinander, sondern greifen ineinander. Sie setzen bei den zentralen Ursachen der aktuellen Ineffizienz an und schaffen einen Rahmen, in dem Marktmechanismen wieder wirken können. Sie sind damit wesentliche Bestandteile einer marktwirtschaftlichen Energieordnung. Wie nachfolgend im Detail ausgeführt wird, können mit diesen Maßnahmen bis zu 570 Milliarden Euro in den kommenden 20 Jahren eingespart werden (vgl. Abbildung 6).



Abbildung 6: Kosteneinsparungen der vier Reformpfade bis 2045. Quelle: Eigene Darstellung

Zu einer marktwirtschaftlichen Energieordnung gehören weitere – in dieser Studie nicht im Fokus stehende – internationale energie- und klimapolitische Instrumente. Dazu gehört insbesondere eine sektorenübergreifende und reziproke CO₂-Bepreisung sowie die zumindest europaweite Harmonisierung des Energiemarktes.

Gleichwohl gehen wir in dieser Studie davon aus, dass Kernelemente des europäischen CO₂-Handels aufrechterhalten bleiben, da sich der Erfolg einer umweltfreundlichen und sicheren Energiepolitik sowie die hier adressierten Kosteneinsparungen in die europäischen Strukturen der CO₂-Bepreisung einbetten. Wenn der Zertifikatehandel auch in zukünftigen Handelsperioden über 2030 hinaus seine

strikten Emissionsobergrenzen und seine freie Preisbildung beibehält, so bleibt er das effizienteste und effektivste Mittel zur Emissionsvermeidung, z.B. durch den Ausbau erneuerbarer Energien. Die Emissionen im Energiesektor bleiben dann durch die Obergrenze beschränkt. Dies gilt unabhängig davon, wie weitere politische Maßnahmen zur Emissionsreduktion ausgestaltet sind, sogar unabhängig davon, ob es überhaupt weitere Maßnahmen gibt.

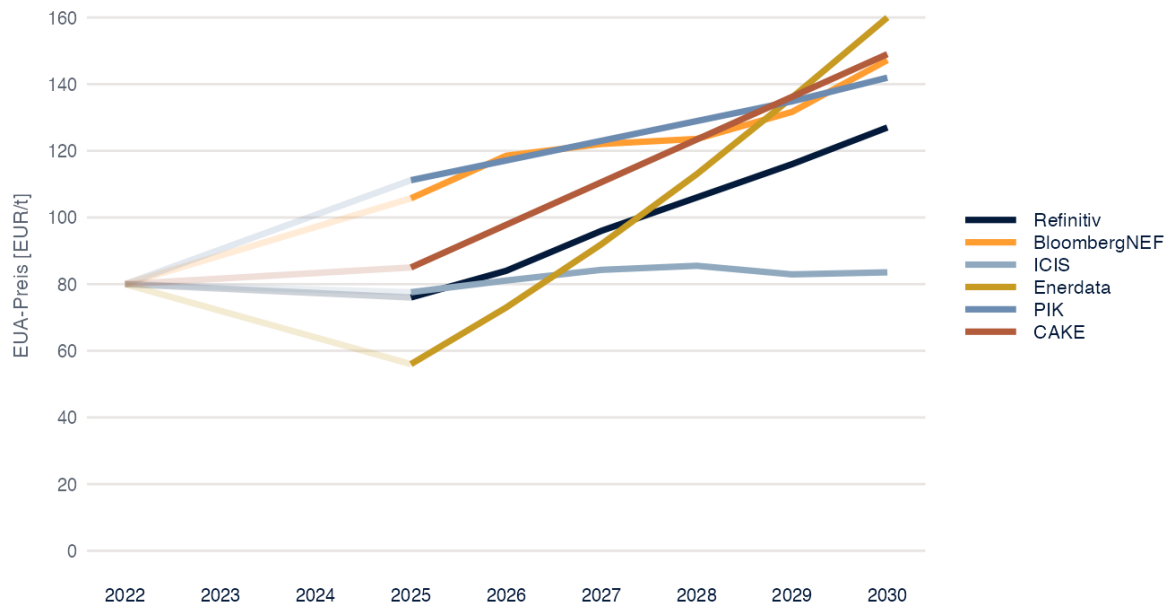


Abbildung 7: Gegenüberstellung der CO₂-Preisprognosen der sechs großen europäischen CO₂-Preismodelle. Quelle: Pahle et al. 2022

Solche zusätzlichen nationale Maßnahmen senken die zulässige Gesamtmenge nicht direkt. Ein eigenständiger Reduktionseffekt entsteht höchstens mittelbar über die Marktstabilitätsreserve, ist zudem gering und nimmt mit den über die Jahre sinkenden Mengen an Zertifikatsneuausgaben ab. Wird der Zertifikatehandel jedoch aus politischen Gründen abgeschwächt und die Obergrenze aufgeweicht oder der Zertifikatspreis administrativ beschränkt, wird der Anreiz zum Ausbau erneuerbarer Energien kleiner und Mehremissionen können die Folge sein. Diese können dann auch nicht durch kleinteilige Maßnahmen ausgeglichen werden.

Solange die Beschränkung der Anzahl der Zertifikate verbindlich bleibt und nicht politisch aufgeweicht wird, bleibt die zulässige Emissionsmenge gedeckelt. Die klimapolitischen Minderungsziele sind daher preisunabhängig gesichert.

Die folgenden Reformvorschläge sehen vor, Einsparungen im Bundeshaushalt zu nutzen, um Abgaben auf Strom zu reduzieren. Dies ist einerseits eine unbürokratische Entlastung von Bürgern und Unternehmen und steigert so die Akzeptanz der Energiepolitik. Andererseits sorgt dies auch dafür, dass Strom gegenüber fossilen Energieträgern konkurrenzfähiger wird. Durch diesen Anreiz zur Elektrifizierung wird marktwirtschaftlich die Nachfrage und damit auch das Angebot von CO₂-ärmerer Stromerzeugung ganz ohne politische Ausbauziele gesteigert.

Ende der Betriebskostenförderung durch das EEG

Finanzielle Einsparungen und höhere Systemeffizienz

Ein zentraler Hebel auf dem Weg zu einer marktwirtschaftlichen Energieordnung ist das Auslaufen der Betriebskostenförderung für neue erneuerbare Energieanlagen. Dabei sind mindestens jährliche Einspa-

rungen von zunächst 1 Milliarde Euro zu heben, die sich aufgrund der langfristigen Zahlungszusagen des Staates bei der EEG-Vergütung über 20 Jahre auf ein kumuliertes Einsparpotenzial von insgesamt 210 Milliarden Euro aufsummieren. Sind es im ersten Jahr noch 1 Milliarde, im zweiten 3 Milliarden kumuliert es sich bereits im 4. Jahr auf 10 Milliarden Euro Einsparung. Zudem wird der Ausbau erneuerbarer Energien effizienter, weil sich Anlagenbetreiber am Markt und nicht mehr primär über staatlich garantierte Vergütungen finanzieren. Damit werden Innovationen angereizt und die Systemdienlichkeit der erneuerbaren Energien gestärkt. Die aktuelle EEG-Vergütung entkoppelt die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen teilweise von ihrem Beitrag zur gesamtgesellschaftlichen Systemeffizienz. Betreiber haben dadurch bislang kaum Anreize, ihre Einspeisung flexibel zu steuern, Lastspitzen zu vermeiden oder sich an Netzbedingungen auszurichten.

Neue und effiziente Technologien durch Marktpreise anreizen

Wenn die Betriebskostenförderung entfällt, müssen sich Investoren künftig stärker an Marktpreisen orientieren. Die Stromerzeugung kann sich dann entweder über kurzfristige Preissignale an der Börse oder über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) ausrichten. Sowohl die tatsächliche Nachfrage als auch die Systemdienlichkeit werden für Investitionsentscheidungen relevanter. Flexibilität, Speicherintegration und Lastmanagement werden gleichzeitig ohne staatliche Subventionen und Förderprogramme gestärkt und entwickeln sich zu eigenständigen Geschäftsmodellen.

Dieser Paradigmenwechsel schafft einen direkten Anreiz über die Preissignale des Marktes, erneuerbare Anlagen auszubauen und systemdienlich auszurichten. Das bedeutet beispielsweise bei geringen bis negativen Strombörsenpreisen die Einspeisung zu drosseln, Stromspeicher zu integrieren oder die Anlage mit einem Elektrolyseur, flexiblen Verbraucher oder einer Wärmebatterie zu koppeln, um Lastverschiebungen zu ermöglichen. In der Folge kann die Nachfrage nach neuen Technologien ohne zusätzliche Förderung zunehmen. Damit können erneuerbare Energieanlagen ihre Einnahmen marktwirtschaftlich erhöhen. Diese und weitere neue Geschäftsmodelle sind aufgrund der aktuellen Förderpraxis des EEGs teils nicht rentabel und müssen bislang über kleinteilige staatliche Förderprogramme initiiert werden.

Die Sorge, ein Ende der Betriebskostenförderung könne den Ausbau erneuerbarer Energien und damit das Stromangebot bremsen, greift zu kurz. Gebremst würde nur der Ausbau der erneuerbaren Energien, deren Erzeugung nicht abgenommen werden kann und entschädigt werden muss, weil die Netze fehlen oder Nachfrage ausbleibt. Die Zielgröße „installierte Kapazität“ ist irreführend und sollte nicht länger politikleitend sein. Entscheidend sollte vielmehr der tatsächlich nutzbare Beitrag einer Anlage zur Versorgung und zur Systemstabilität sein.

Für Bestandsanlagen soll geprüft werden, wie Subventionen im Rahmen des Vertrauensschutzes rechtsicher reduziert, umgewandelt oder abgeschafft werden können. So könnte beispielsweise ein Wechsel zurück in die EEG-Vergütung nach zeitweiliger Vermarktung in der „sonstigen Direktvermarktung“ ausgeschlossen werden. Ebenso könnten sogenannte „Übergewinne“ durch Förderprogramme gedeckelt und abgeschöpft werden, solange sich Erzeugungsanlagen im Rahmen eines staatlichen Fördersystems wie dem EEG bewegen.

Weitere Entlastungen

Der Bundeshaushalt würde nicht nur direkt von langfristigen Förderverpflichtungen entlastet, sondern auch mittelbar: Ein flexiblerer Anlagenbetrieb mindert Netzengpässe und reduziert das Volumen notwendiger Redispatch-Eingriffe, spart Kosten der Netzreserve und erhöht die Effizienz der Netzauslastung. Auch der Netzausbaubedarf sinkt, wenn Erzeugung und Last räumlich und zeitlich besser synchronisiert werden. Darüber hinaus entfällt die Notwendigkeit von politisch definierten Ausbauzielen, weil sich die Menge des Zubaus an der Nachfrage der Marktteilnehmer und nicht am Volumen staatlich administrierter

Ausschreibungen ableitet. Wie in späteren Ausführungen zu zeigen sein wird, lässt sich durch dynamische Netzentgelte der Redispatchbedarf deutlich senken. Eine weitere Möglichkeit, netzkompatiblen Kraftwerksbau zu fördern, liegt darin, keine Entschädigung für durch Redispatch abgeriegelte Einspeiser zu zahlen (Bundesverband der Deutschen Industrie 2025).

Alternativen

Die konsequente marktwirtschaftliche Umstellung der Förderpolitik und die Abschaffung der EEG-Förderung ist klar die First-Best-Solution. Fehlt zu dieser Reform die politische Kraft, ist die Umstellung auf eine reine Investitionsförderung eine ordnungspolitisch schmerzhaft Alternative. Beispiele für eine investitionskostenbasierte Förderung sind der Inflation Reduction Act (IRA) in den USA und andere Steuergutschriften. Sie greifen im Vergleich zur Betriebskostenförderung weniger stark in Marktprozesse ein, sind administrativ einfacher zu handhaben und kalkulierbarer für Staat und Unternehmen.

Fazit zur Subventionierung der Energieerzeugung

Insgesamt braucht es keine Subventionen für eine kostengünstigere Umstellung der Stromerzeugung auf CO₂-arme Erzeugungsarten. Die anfängliche Förderung hat die erneuerbaren Energien in die Marktreife gebracht und sollte nun beendet werden. Die Einbindung der Stromerzeugung in den europäischen Zertifikatehandel (ETS I) reicht zur Emissionsreduktion im Stromsystem aus. Bei der wettbewerbsgetriebenen Suche nach effizienten Lösungen sind zusätzliche Subventionen teuer und hinderlich.

Reform der Netzentgeltsystematik

Chancen einer Reform

Eine Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik ist zu forcieren. Netzentgelte kosten private Haushalte und gewerblich-industrielle Abnehmer jedes Jahr mehr als 35 Milliarden Euro. Um die Kostenanstiege zu begrenzen, sind für 2026 allein 6,5 Milliarden Euro Zuschüsse zu den Übertragungsnetzkosten veranschlagt. Würden Bundeszuschüsse den Anstieg der Netzentgelte dauerhaft begrenzen, wären bis 2045 knapp 200 Milliarden Euro notwendig (Agora Energiewende 2025). Der Bundeshaushalt hat hierfür keine Spielräume. Es ist Zeit für strukturelle Reformen. Eine klügere Netzentgeltsystematik kann die operativen Kosten sowohl des Netzausbaus als auch des Netzbetriebs reduzieren. Je nach Umfang und Reformtiefe können unmittelbar 5 bis 10 Prozent der Betriebs- und 20 bis 30 Prozent der Investitionskosten eingespart werden (BET Consulting 2025 sowie Energiewirtschaftliches Institut Köln 2025). Vergleichbare Größenordnungen wurden bereits in praxisnahen Forschungs- und Pilotprojekten erzielt (UnternehmerTUM 2026). Eine aktuelle Studie von 3EPunkt (2026) zeigt allein im Verteilnetz ein Einsparpotential von derzeit 5 Milliarden Euro im Jahr mit ansteigender Tendenz auf 12 Milliarden Euro im Jahr 2045 bei prognostizierten Netzkosten von etwas mehr als 70 Milliarden Euro.

Mit Blick auf die offiziellen Investitionspläne der Netzbetreiber im Umfang von 630 Milliarden Euro und aktuell gut 35 Milliarden Euro für den jährlichen Netzbetrieb, ließen sich bei einer Optimierung die Betriebskosten (OPEX) diese um 1,75 bis 3,5 Milliarden Euro jährlich senken. Durch einen effizienteren Netzausbau könnten weitere 6,3 bis 9,45 Milliarden Euro (CAPEX) pro Jahr gespart werden. Damit summieren sich die Kosteneinsparungen durch eine Reform der Netzentgeltsystematik in Verbindung mit einer zukunftsfähigen Anreizregulierung auf 8,05 bis 12,95 Milliarden Euro pro Jahr bzw. 160 bis 260 Milliarden Euro bis 2045. Um diese Potenziale zu heben, sind Reformen sowohl bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik als auch bei der Anreizregulierung erforderlich.

Aktuelle Situation der Netzentgelte

Aktuell bestehen Netzentgelte aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis für Großkunden (Registrierende Leistungsmessung, RLM-Kunden) und einem Grund- und Arbeitspreis für private Haushalte

und Kleinunternehmen mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh im Jahr (Standardlastprofil, SLP-Kunden).

Im Status quo sind diese Netzentgelte statisch: Abnehmer und Verbraucher zahlen für jede verbrauchte Kilowattstunde unabhängig von der tatsächlichen Netzauslastung. Gleichwohl bestehen bereits heute erhebliche regionale Preisunterschiede in den Netzentgelten zwischen den Verteilnetzbetreibern. Dieses Modell differenziert kaum zwischen Spitzen- und Niedriglastzeiten und spiegelt die tatsächliche Auslastung des Netzes nicht wider. Einspeiser beteiligen sich bislang nicht an der Finanzierung des Stromnetzes; in der aktuellen Systematik ist für die Einspeisung elektrischer Energie kein Netzentgelt vorgesehen. Da Netzentgelte nur für den Strombezug anfallen, nicht aber für Erzeugungsanlagen, Speicher oder Elektrolyseure, speisen diese Anlagen unabhängig von Engpassrisiken aktuell in das Netz ein. An dieser Ausnahmeregelung für Erzeuger und Speicher würde auch der aktuell diskutierte Baukostenzuschuss (BKZ) keine Abhilfe schaffen, da sich dieser zwar auf die Investitionskosten auswirkt, aber die Betriebskosten und Anlagenführung nicht tangiert. Das Ergebnis der statischen Netzentgeltsystematik ist eine suboptimale Netzauslastung, fehlende Flexibilitätsanreize für Abnehmer und Erzeuger sowie ein steigender Netzausbaubedarf.

Einbeziehung von Einspeisern

Eine zukunftsfähige Netzentgeltreform muss Erzeuger und Speicher in die Netzentgeltsystematik integrieren. Eine Befreiung der Angebotsseite ist künftig nicht mehr zu rechtfertigen. Ziel ist es, eine netzdienliche Einspeisung anzureizen, wodurch die Systemkosten gesenkt und der weitere Anstieg der Netzentgelte reduziert wird. Im europäischen Ausland haben bereits zahlreiche Staaten Einspeisenetzentgelte eingeführt. Die Einbeziehung der Erzeugungsseite in die Netzentgeltsystematik wirkt unmittelbar auf die Grenzkosten der Anlagen und kann damit Dispatch- und Standortentscheidungen beeinflussen. Sie sollte daher so ausgestaltet werden, dass sie netzdienliche Signale setzt, ohne deutsche Erzeuger im grenzüberschreitenden Wettbewerb systematisch zu benachteiligen.

Wünschenswert wäre daher eine einheitliche europäische Regelung, die grundlegende Bestimmungen über ein Einspeiseentgelt für alle Mitgliedstaaten vorsieht. Bis zu einer solchen europäischen Lösung vergeht aber Zeit. Entsprechend sinnvoll ist eine pragmatische Ausgestaltung zur Einbeziehung von Erzeugern in die Netzentgeltsystematik in Deutschland.

Ausgestaltung des Einspeiseentgelts

Ein Einspeiseentgelt muss für alle Anlagen gleichermaßen umgesetzt werden und darf keine diskriminierende Sonderbehandlung einzelner Technologien zulassen. Um einen Anreiz zur Entlastung der Stromnetze zu schaffen, muss das Einspeiseentgelt spiegelbildlich zum Entgelt für Entnehmer wirken. Das heißt: An Stellen im Netz mit Einspeisemangel sollen Entnahmeentgelte hoch und Einspeiseentgelte niedrig, gegebenenfalls sogar negativ sein; an Stellen mit Einspeiseüberschuss entsprechend jeweils umgekehrt.

Solange keine einheitliche Lösung für den europäischen Strombinnenmarkt gefunden ist, sollten deutsche Stromerzeuger nicht durch übermäßige Netzentgelte gegenüber ausländischen Erzeugern benachteiligt werden. Eine Möglichkeit wäre, das Einspeiseentgelt bei Stromex- und -importen auszugleichen. Dies würde mit einem etablierten System für die Bepreisung von Leitungsknappheiten im grenzüberschreitenden Stromhandel in Wechselwirkung treten. Im Ergebnis steigert dies die organisatorische und rechtliche Komplexität. Dies kann vermieden werden, wenn positive und negative Einspeisenetzentgelte für die deutschen Erzeuger im Durchschnitt weitestgehend aufkommensneutral sind, weil sich im Jahresverlauf die Effekte aus negativen und positiven Entgelten ausgleichen. Dieser Ansatz beeinträchtigt die Lenkungswirkung nicht und vermeidet eine systematische Belastung deutscher Erzeuger im Mittel.

Anforderungen an das künftige Netzentgelt

Netzentgelte sollen zukünftig zwei Aufgaben übernehmen:

1. Sie sollen die **Errichtung und den Betrieb der Netze finanzieren**. Dadurch werden die Netzkosten insgesamt verursachergerecht verteilt. Die bisherige Subventionierung durch Steuermittel ist zu beenden, da dies den Grundsätzen des Verursacherprinzips zuwiderläuft.
2. Sie sollen als **Anreizkanal** dienen, um Knappheiten bei der Stromdurchleitung im Betrieb effizient zu adressieren. Erst durch räumlich und zeitlich variable Netzentgelte werden die Netzengpässe für Verbraucher und Anlagenbetreiber sichtbar. Diese werden dann angereizt ihr Netznutzungsverhalten netzdienlich zu ändern, also Einspeisung und Verbrauch phasenweise zu drosseln bzw. zu erhöhen. Dadurch wird das Netz insgesamt effizienter genutzt.

Grundpreis als Hauptfinanzierungsquelle

Der Großteil der Kosten für Stromnetze ist unabhängig von der tatsächlichen Netznutzung. Deshalb ist es verursachergerecht, einen Großteil der Netzentgelte unabhängig von der durchgeleiteten Energiemenge zu erheben. Beispielsweise benötigen sogenannte Prosumer ebenso viele Netzkapazitäten wie gewöhnliche Verbraucher. Aktuell tragen die Prosumer aber aufgrund des vergleichsweise geringen Grundpreises einen wesentlich kleineren Teil der Netzkosten. Trotzdem profitieren sie insbesondere in sonnenarmen Stunden von einem reibungslosen Betrieb des öffentlichen Netzes.

Ein Teil der Netzfinanzierung soll in Form von Baukostenzuschüssen erfolgen. Diese sind diskriminierungsfrei auszugestalten, das heißt: Für gleichartige Bauleistungen sollen gleiche Zuschüsse fällig werden – unabhängig davon, was wo angeschlossen wird. Wie im nachfolgenden Abschnitt zu zeigen sein wird, sollte eine regionale Differenzierung nach Netzkapazität nicht über Baukostenzuschüsse, sondern über dynamische Arbeitspreise erfolgen. Ein weiterer Teil soll wiederkehrend und verbrauchsunabhängig für jeden Anschluss erhoben werden. Infrage kommen hierfür ein fester Grundpreis, ein Leistungspreis oder ein Kapazitätspreis. Im Unterschied zum Leistungspreis, der sich aus der tatsächlich gemessenen Jahreshöchstleistung ergibt, folgt der Kapazitätspreis aus einer vertraglichen Vereinbarung.

Der Vorteil eines Kapazitätspreises ist, dass diese auch dazu führen, dass dort, wo ein höherer Netzausbaubedarf besteht, mehr finanzielle Mittel durch die Netznutzer bereitgestellt werden. Benötigtes Kapital für den Netzausbau könnte so anreizkompatibel mobilisiert werden.

Mit einer Umstellung auf Kapazitätspreise würde die bestehende Netzentgeltsystematik jedoch noch komplexer werden. Daher ist abzuwägen, ob die Vorteile von Kapazitätspreisen überwiegen. Andernfalls kann die Basisfinanzierung auch mit dem bestehenden Leistungs- und Grundpreis sichergestellt werden.

Mindestens eine Aufwertung des derzeit sehr geringen Grundpreises im Vergleich zum verbrauchsabhängigen Arbeitspreis ist zu empfehlen. Dann würden auch Eigenerzeuger und Prosumer einen angemessenen Beitrag zur Versorgungssicherheit im öffentlichen Netz leisten. Bei einem Verzicht auf Kapazitätspreise sollten für Stromabnehmer zumindest flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA) möglich werden.

Dynamische Arbeitspreise als Anreiz

Bei einer Umstellung auf erneuerbare Energieerzeugung entfällt die planbare Energieerzeugung durch fossile Großkraftwerke. Stromerzeugung und -übertragung werden volatiler. Das Netz und seine Nutzung müssen sich daran anpassen. Nötig ist das Setzen von Anreizen für eine Flexibilisierung von Einspeisung und Ausspeisung. Besonders durch zeitlich variable Arbeitspreise für Einspeisung und Entnahme ließe sich die Netznutzung weiter optimieren. So ließen sich Anreize setzen, Lasten planbar zu verschieben, und die Netzausbaubedarfe würden sinken.

Hierfür sollte der Arbeitspreis dynamisch ausgestaltet werden. Dies setzt – abhängig von der Netzauslastung – Anreize für eine zeitliche Drosselung oder Erhöhung von Verbrauch und Einspeisung. Ein zweiseitiges, dynamisches und regional differenziertes Netzentgeltsystem kann für viele aktuelle Probleme des Energiesystems Abhilfe schaffen. „Zweiseitig“ bedeutet, dass sowohl für Einspeisung als auch für Entnahme positive und negative Entgelte anfallen. Dies wird teilweise auch in der Diskussion als „Symmetrisch“ bezeichnet. „Dynamisch“ bedeutet, dass die Entgelte zeitlich variieren – abhängig von der prognostizierten Netzauslastung beziehungsweise, soweit technisch möglich, von der gemessenen Netzlast (siehe Abbildung 8).

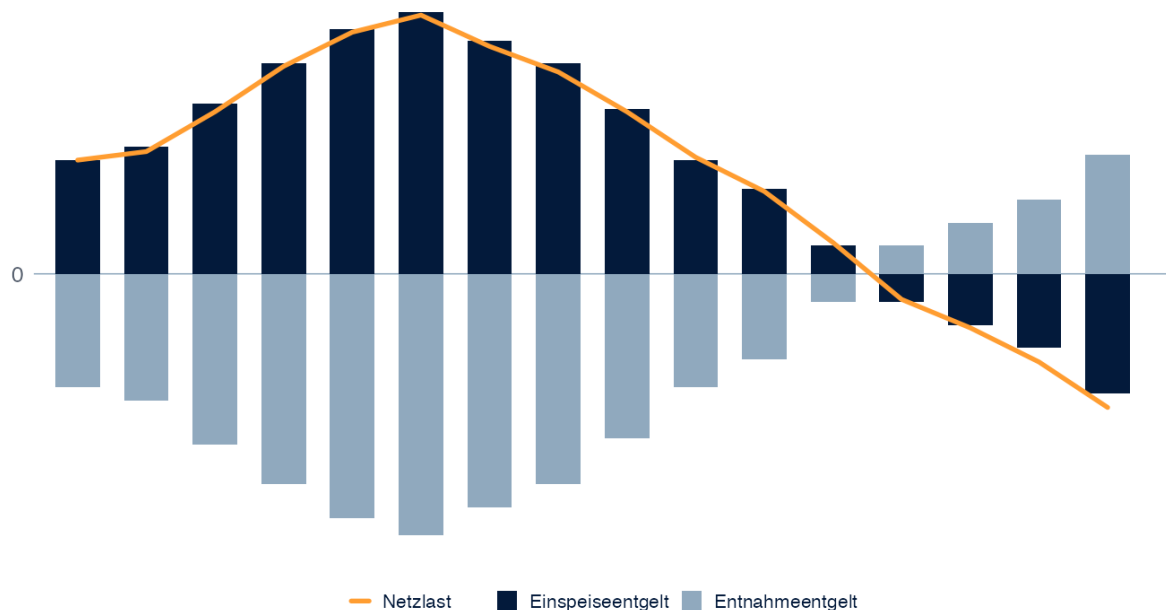


Abbildung 8: Skizze zweiseitige und dynamische Netzentgeltsystematik. Quelle: eigene Darstellung

Auch negative Netzentgelte sollen möglich sein

Bisher wird die Netznutzung ausschließlich mit einem Entgelt belegt – ein reines Malus-System. Künftig sollte auch ein Bonus möglich sein, wenn die Nutzung des Netzes volkswirtschaftlich positive Effekte erzeugt. Beispielsweise sollte ein Bonus für Erzeuger in Einspeisemangelgebieten gezahlt werden: Wird an einer Stelle im Netz gerade wenig Strom eingespeist, aber viel entnommen, sollte die Einspeisung dort mit einem negativen Einspeiseentgelt belohnt werden. Erzeuger erhalten so eine Quelle für zusätzliche Erlöse.

So würden witterungsunabhängige Erzeugungsanlagen wie beispielsweise Wasserkraft, Biomasse oder Gaskraftwerke erhebliche zusätzliche Umsätze erzielen. Diese Technologien würden für ihre Grundlastfähigkeit zusätzlich belohnt werden, wenn diese abseits der volatilen Erzeugung aus Wind- und Sonne Elektrizität bereitstellen. Gleichzeitig wäre in diesen Zeiten der „Malus“ für die Entnahme von Strom aus dem Netz höher, wodurch Fehlsteuerungen etwa bei Speichern und Elektrolyseuren sowie beim Laden der E-Mobilität vermieden werden können.

Umsetzung der dynamischen Netzentgelte

Wie auch bei der Bestimmung des Strompreises an den Börsen im Day-Ahead-Handel kann die dynamische Strompreiskomponente im 15-Minuten-Rhythmus genau ausgestaltet werden. Grundlage hierfür sind Prognosen der räumlichen Verteilung von Stromangebot und -nachfrage. Langfristig sollten Netzentgelte auf Grundlage von Echtzeitmessungen bestimmt werden.

Wichtig ist bei der Ausgestaltung der dynamischen Komponente, dass die Anreizwirkung aus dem dynamischen Netzentgelt stärker wirken kann als die Anreize aus schwankenden Strombörsenpreisen. Nur so kann gewährleistet werden, dass die physikalischen Grenzen des Netzes nicht von kurzfristigen Börsenpreisen überlagert werden. Die Monopolkommission bringt dies auf die einfache Formel: „Netzrestriktionen setzen marktlichen Gegebenheiten natürliche Grenzen, um zu einer physikalisch realistischen Allokation zu gelangen“ (Monopolkommission 2025).

Die technische Voraussetzung für dynamische Entgelte ist eine umfassende Digitalisierung der Netzinfrastruktur. Entsprechend wichtig wird ein zügiger Rollout von Smart-Metering, Echtzeit-Lastmonitoring und eine leistungsfähige Dateninfrastruktur. Diese technischen Voraussetzungen sind im Übertragungsnetz bereits vorhanden und könnten dort unmittelbar Anwendung finden. Die Verteilnetze sind jedoch vielfach noch nicht bis zur Niederspannung der Haushaltskunden digitalisiert, sodass eine Implementierung von der Höchst- und Hochspannung über die Mittelspannung bis zur Niederspannung schrittweise und pragmatisch umgesetzt werden sollte. Die großen Potenziale dieses Reformschritts liegen dabei nicht in der Niederspannung, sondern in der Mittel- und Hochspannung, wo ein Großteil der Ein- und Ausspeisung erfolgt.

Bestehende Sonderregelungen wie das Bandlastprivileg sind zu überarbeiten und mit einem dynamischen Entgelt in Einklang zu bringen. Dies ist notwendig, da sie der gewünschten Lenkungswirkung in ihrer aktuellen Ausgestaltung dynamischen Netzentgelten genau entgegenwirken.

Folgen der Dynamisierung

Im Ergebnis wird Netzengpässen vorgebeugt, Lastspitzen geglättet und vorhandene Netzkapazitäten besser genutzt. Dynamische Netzentgelte erzeugen Preissignale, die das Verhalten der Marktteilnehmer beeinflussen: Flexible Verbraucher wie beispielsweise Elektrofahrzeuge Speicher, Wärmepumpen oder Industrieprozesse können ihren Strombezug teilweise in Zeiten niedriger Entgelte verlagern. Erzeuger wiederum werden motiviert, Einspeisungen bei Einspeiseüberschuss zu reduzieren und Stromspeicher zu integrieren.

Für Unternehmen und Industriebetriebe ebenso wie für Haushaltskunden mit gleichbleibendem Strombezug würde sich im Vergleich zum Status quo der Netzentgeltsystematik nur wenig ändern, da sich Hoch- und Niedrigpreisphasen im Durchschnitt ausgleichen. Weil sich jedoch infolge dieses Reformschritts die Netzentgelte aufgrund einer optimierten Netzauslastung und einem geringeren Netzausbaubedarf insgesamt reduzieren lassen, würde selbst ein gleichbleibendes Abnahmeverhalten zu geringeren Netzkosten führen.

Hinzu kommt, dass in dieser Betrachtung alle Netznutzer sich an der Finanzierung der Entgelte beteiligen. Bestehende Ausnahmen für Speicher und Erzeuger entfallen, sodass sich die Finanzierung auf mehr Schultern verteilt.

Darüber hinaus können Haushalte sowie Gewerbe- und Industriebetriebe Kosten sparen, indem sie ihren Strombezug netzdienlich optimieren. Zu berücksichtigen ist, dass die Netze über den Tagesverlauf vielfach nicht voll ausgelastet sind, sodass sich der Effekt eines dynamischen Netzentgelts auf wenige Zeitfenster beschränken wird. Zudem lässt mit dem weiteren Netzausbau der Einfluss einer Dynamisierung der Netzentgelte nach. Die steuernde Wirkung und Optimierung des Netzausbaubedarfs werden jedoch nie gänzlich überflüssig.

Preissignale im Netz ersetzen staatliche Eingriffe und stellen sicher, dass Investitionen dort erfolgen, wo sie volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Eine lokale Preissteuerung und Investitionsanreize über die Netzentgelte können viele marktintervenierende Maßnahmen wie etwa Redispatch oder Abregelungen, staatliche Ausschreibungen von Kraftwerkskapazitäten, aber auch die Debatte um eine Teilung der

deutsch-luxemburgischen Strompreiszone langfristig überflüssig machen (vgl. Monopolkommission 2025).

Eine Kappung der Solareinspeiseleistung wäre ebenso überflüssig, wenn die technischen Voraussetzungen bis in die Niederspannung privater Hausdachanlagen in den kommenden Jahren von den Netzbetreibern implementiert werden. Bis zu diesem Zeitpunkt sind jedoch auch regulatorische Eingriffe wie beispielsweise der aktuell im Rahmen des Netzanschlusspakets diskutierte Redispatch-Vorbehalt sowie eine Stärkung von Eigenerzeugung und physischen Direktleitungen außerhalb des öffentlichen Verteilnetzes zu rechtfertigen.

Ein effizientes, flexibles und modernes Netz sorgt dafür, dass Stromangebot und -nachfrage besser koordiniert und die Abhängigkeit von Stromimporten reduziert werden können. Dies gilt im Regelbetrieb, ebenso wie in außergewöhnlichen Situationen. So wird das deutsche Energiesystem krisensicherer und Versorgungssicherheit kann besser gewährleistet werden.

Reform der Anreizregulierung

Neue Qualitätsmerkmale

Weil Investitionen in die Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber für eine moderne Entgeltsystematik und eine zukunftsfähige Energieordnung unabdingbar sind, sollte die Anreizregulierung auf neue Qualitätsmerkmale und eine verstärkte Output-Steuerung ausgerichtet werden.

Eine Reform der Anreizregulierung sollte zukünftig sehr viel besser die von der Bundesnetzagentur als Energiewendekompetenz klassifizierten Eigenschaften von Netzbetreibern belohnen (vgl. Bundesnetzagentur 2024a). Analog zu dem bestehenden Qualitätselement der Netzzuverlässigkeit sollen die neuen Komponenten als ergänzende Output-Regulierung in der Anreizregulierung fungieren. Entsprechend ist in die Anreizregulierung mit Erlösobergrenzen eine Output-Regulierung zu etablieren, die den volkswirtschaftlichen Nutzen in den Blick nimmt. Dabei sollte die Fähigkeit der Verteilnetzbetreiber adressiert werden, über den reinen Netzbetrieb hinaus aktiv zu einer marktwirtschaftlichen Energieordnung beizutragen. Damit dies gelingt, sollten nachfolgende Punkte als Indikatoren einer am Output orientierten Regulierung Berücksichtigung finden:

- schneller Netzanschluss für sämtliche Fremdleitungen, Anlagen, Speicher und Verbrauchseinrichtungen,
- die Digitalisierung und Standardisierung betrieblicher Prozesse,
- den Einsatz moderner Regel- und Steuertechnik sowie
- die Integration von Flexibilitätsoptionen
- und perspektivisch zusätzliche Resilienz Kriterien

In der Praxis könnten dadurch Anschlusszeiten etwa für erneuerbare Energien oder Speichertechnologien verkürzt, Genehmigungsverfahren gestrafft, digitale Plattformen und Antragsverfahren bundeseinheitlich eingeführt und bürokratische Aufwände für Netzbetreiber wie auch Netznutzer deutlich reduziert werden. Ein im Auftrag der Bundesnetzagentur erstelltes Gutachten (E-Bridge Consulting 2025) schlägt konkrete Indikatoren vor, die sich am Output der Verteilnetzbetreiber orientieren sollten. Maßgeblich sind danach der Anschluss von erneuerbaren Energieanlagen, Speichern und Verbrauchseinrichtungen sowie die Verkürzung der Netzanschlussdauer. Ergänzend kann durch einen Digitalisierungsindex der Digitalisierungsfortschritt vergleichbar abgebildet werden.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung muss eine zukunftsfähige Regulierung die Netzbetreiber befähigen, Innovationen voranzutreiben, statt sie durch starre Erlösgrenzen zu hemmen.

Mit der Etablierung von weiteren Qualitätskriterien kann die Rigidität der Erlösobergrenzen durch Zu- und Abschläge im Rahmen der Anreizregulierung intelligent weiterentwickelt werden. Gemäß der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) können Vorgaben zur Qualität der Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit durch Kennzahlen festgelegt werden. Diese Qualitätsvorgaben sollen sicherstellen, dass das Versorgungsnetz dauerhaft leistungsfähig und zuverlässig betrieben wird (§ 18 und 19 ARegV). In diesem Sinne könnte ein Bonus auf die Erlösobergrenze für Netzbetreiber mit überdurchschnittlicher Digitalisierung oder verkürzten Netzanschlusszeiten die Anreizregulierung zukunftsfähig weiterentwickeln. Weicht ein Netzbetreiber von diesen Vorgaben ab, wirken sich entsprechende Abschläge negativ auf die Höhe seiner Erlösobergrenze aus.

Fokus auf Wirtschaftlichkeit

Bei sämtlichen Auftragsvergaben im Zusammenhang mit dem Stromnetz soll der günstigste Preis ausschlaggebendes Kriterium sein. Über die Output-Steuerung hinausgehende Qualitätskriterien sind an Netzbetreiber nicht anzusetzen. Netzbetreiber sollen Aufträge ebenfalls ausschließlich preisbasiert vergeben. Konzessionen sollen ausschließlich durch preisbasierte Versteigerung vergeben werden.

Dabei sollen die erzielten Versteigerungserlöse aus den Konzessionsausschreibungen Einfluss auf die maximale Höhe der Netzentgelte in der Anreizregulierung haben. Hohe Versteigerungserlöse sollen eine Reduktion der Netzentgelte zur Folge haben und niedrigere Erlöse die Netzentgelte steigen lassen.

Zu prüfen wäre eine Organisation und Vereinheitlichung der Konzessionsausschreibungen durch die Bundesnetzagentur, um Interessenskonflikte zu vermeiden und Kosten bei der Vergabe für die Kommunen einzusparen.

Transparenz für bessere Planbarkeit

Künftig sollen Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, freie und freiwerdende Netzanschlusskapazitäten mit Angaben zu Lage, Leitungskapazität, Kosten, Verfahrensdauer usw. in einem einheitlichen Format in Echtzeit digital zur Verfügung zu stellen. Investitionen in Netzneuanschlüsse z.B. für Großverbraucher, Batteriespeicher und Kraftwerke können so besser geplant werden. Massenhafte Anträge auf Grundlage des Windhundprinzips würden so vermieden und Bürokratiekosten eingespart. Vor allem aber könnten wirtschaftliche Projekte schneller umgesetzt werden, weil rasch Planungssicherheit entsteht, ohne auf eine Antwort des Netzbetreibers warten zu müssen. Ebenso sollten Daten zu dynamischen Netzentgelten öffentlich zugänglich sein.

Stärkung von Direktleitungen und Nulleinspeiser

Nulleinspeiser, die technisch etwa durch den Einbau eines Smart Meters sicherstellen, dass kein Strom ins öffentliche Netz eingespeist wird, sind weitgehend von bürokratischen Verpflichtungen beim Netzanschluss zu befreien. Insbesondere sollen Solaranlagen und Heimspeicher bei Nulleinspeisung keiner Genehmigung durch Netzbetreiber mehr bedürfen.

In einigen Situationen kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, Stromerzeuger und Stromverbraucher direkt über Leitungen außerhalb des öffentlichen Netzes zu verbinden. Beispielsweise kann sich der Bauer entschließen, seine Melkanlagen direkt an die PV-Anlage seines Nachbarn anzuschließen. Diese Stromflüsse belasten das öffentliche Netz ebenso wenig wie die Stromerzeugung von Nulleinspeisern. Entsprechend sind solche Stromflüsse von sämtlichen Abgaben, Entgelten und Umlagen unabhängig der Länge solcher Direktleitungen zu befreien.

Weiteres Einsparpotential im Milliardenbereich jährlich steckt in der Streichung der Konzessionsabgaben: Dies kann eine unmittelbare Reduktion der zu zahlenden Stromkosten um bis zu 2,84 ct/kWh bewirken. Als alternative, anreizkompatiblere Quellen für kommunale Einnahmen kommen eine Verpachtung

von Flächen für Elektroanlagen wie Umspannwerke und die Versteigerungserlöse der Konzessionen in Betracht.

Entlasten statt bürokratisch Fördern

Der deutsche Klima- und Transformationsfonds

Eine grundlegende Neuausrichtung des KTF ist erforderlich: Der Staat sollte weniger spezielle Technologien fördern, sondern Verbraucher und Unternehmen stattdessen systematisch von staatlich veranlassten Kosten entlasten. So kann der Staat insbesondere die Stromkosten senken, die in Deutschland derzeit durch staatlich veranlasste Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern verursacht werden. Konkret schlagen wir vor, das Gesamtbudget des KTF in zwei zentrale Entlastungsinstrumente aufzuteilen, die Unternehmen und Haushalte systematisch beim Strombezug entlasten und die vergleichsweise höheren CO₂-Kosten des Standorts Deutschland kompensieren.

Entlastung der Unternehmen

Die Kompensation der Unternehmen sollte, die im internationalen Vergleich hohen Stromkosten aufgrund der CO₂-Bepreisung signifikant reduzieren. Ein geeignetes Vorbild für eine solche Entlastung ist beispielsweise die Strompreiskompensation (SPK), für die bereits heute im KTF etwa 4 Milliarden Euro zur Verfügung stehen. Dieses Instrument ist perspektivisch auf weitere Branchen und Unternehmen auszuweiten und steigt in seinen Kosten mit zunehmenden CO₂-Preisen. Aus diesem Grund sollten zusätzliche Mitteln von weiteren 4 Milliarden Euro für eine international wettbewerbsfähige Wirtschaft hier vorgesehen werden.

Die verbesserte Wettbewerbsfähigkeit sorgt auch für global weniger schädliche Emissionen, da so eine Abwanderung von Industrie in Länder mit niedrigeren Umweltstandards („Carbon Leakage“) effektiv verhindert wird. Somit trägt diese Maßnahme zu einer gesteigerten Umweltverträglichkeit bei.

Entlastung der Haushalte

Die Haushalte sollen entlastet werden, indem auch für sie die Stromsteuer auf das EU-Mindestmaß gesenkt wird und weitere Umlagen und Abgaben auf den Strompreis entfallen. Auf EU-Ebene ist eine Abschaffung der Mindeststeuer zu forcieren.

Beide Maßnahmen können die Stromkosten um etwa 5 bis 6 ct/kWh reduzieren.¹ Sie sollten die unzähligen Einzelprogramme ersetzen, die oft komplizierte Förderbedingungen aufweisen und zu einer Ausweitung der Lobbytätigkeiten anreizen, weil jede Branche und Technologie sein eigenes Förderprogramm beansprucht. Mit der Reduzierung der Stromsteuer gingen unmittelbare Mindereinnahmen in Höhe von circa 3 Milliarden Euro für den Staatshaushalt einher, die über den Fonds ausgeglichen werden können. Die Gegenfinanzierung bei der Entlastung der weiteren Umlagen und Abgaben auf die Kilowattstunde Strom beläuft sich auf weitere 7 Milliarden Euro, weil große Teile der Industrie an dieser Stelle bereits entlastet wurden. Damit würden die Bürger insgesamt um 10 Milliarden Euro jährlich über den KTF entlastet und ein nennenswerter Anreiz zur Nutzung strombasierter Technologien gegeben.

Direktentlastung durch Bürgerdividende

Gegenüber kleinteiligen Förderprogrammen ist eine pauschale Entlastung der Bürger in Form einer Dividende (Bürgerdividende) vorzugswürdig. In diesem Fall sollte die Auszahlung pro Kopf erfolgen, um weitere Anreizverzerrungen zu vermeiden. Bei einem Dividendentopf von beispielsweise 10 Milliarden

¹ StromSt: 2 ct, KWK-U 2026: 0,446 ct, Offshore-U 2026: 0,941 ct, Netz-U 2026: 1,559 ct. Zudem soll die Mehrwertsteuer auf den reduzierten Satz gesenkt werden.

Euro pro Jahr stünden jedem Bürger so 120 Euro Bürgerdividende pro Jahr zu, einer Familie mit drei Kindern 600 Euro.

Eine Auszahlung nach Köpfen hat den Vorteil, dass weiterhin Anreize zur möglichst effizienten CO₂-Vermeidung gesetzt werden, ohne den Durchschnittsbürger finanziell weiter zu belasten oder auf kleinteilige Detailregulierung und ineffiziente Förderprogramme zurückzugreifen. Dies würde die gesellschaftliche Akzeptanz der CO₂-Bepreisung erhöhen, da diese nun nicht nur in Form von Verboten, höheren Steuern und Preisen, sondern auch als positive Rückzahlung spürbar werden. Die Rückzahlungen können in Eigenverantwortung der Bürger frei verwendet werden und sind nicht an politisch geforderte Bedingungen geknüpft.

Um tatsächlich keine effektive finanzielle Mehrbelastung zu verursachen, sind diese Dividenden abgabenfrei zu halten und sicherzustellen, dass die Dividende ausschließlich pauschal und einkommensunabhängig an alle Bürger gleichermaßen ausgezahlt wird.

Anstelle zahlreicher parallellaufender Förderprogramme, die jeweils Planungs-, Prüf- und Dokumentationsprozesse benötigen, sollte sich der Mitteleinsatz auf diese drei transparenten und leicht administrierbaren Mechanismen konzentrieren. Mit der Kompensation der CO₂-Kosten im Strompreis, wird die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft mit hier veranschlagten 8 Milliarden Euro pro Jahr sichergestellt. Haushalte aber auch Gewerbetreibende werden durch eine Absenkung der Stromsteuer und eine Entlastung bei den Abgaben und Umlagen im Umfang von 10 Milliarden Euro im Jahr entlastet. Weitere 10 Milliarden Euro werden als Dividende unbürokratisch den Bürgern zur freien Verwendung überlassen. Einzelne technologiespezifische Förderprogramme oder Kaufanreize werden hingegen beendet. Mit diesen Maßnahmenpaket im Umfang von 28 Milliarden Euro im Jahr sollen die gesamten Einnahmen aus der Bepreisung von CO₂ zurückgezahlt werden. Ziel ist es, ökonomische Anreize zur Elektrifizierung einerseits und Akzeptanzsteigerung einer marktlichen CO₂-Bepreisung andererseits unbürokratisch auszugestalten. Strom wird in der Konsequenz konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern.

Der Klima- und Transformationsfonds sollte künftig nur mit den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung befüllt werden, nicht mit weiteren Schulden. Der Klimafonds muss ohne die aktuell jährlich dem Fonds zufließenden 10 Milliarden Euro aus dem „Sondervermögen für Infrastruktur und Klimaneutralität“ (SVIK) auskommen. Dieser schuldenbasierte Zufluss an Mitteln kann eingespart werden.

Zusammenwirken der Reformpfade und Einsparpotenziale

Die vier Reformpfade – das Auslaufen der EEG-Förderung für neue Anlagen, dynamische Netzentgelte, eine innovationsfreundliche Anreizregulierung sowie eine Förderpolitik die unbürokratisch entlastet – greifen wechselseitig ineinander und bilden wesentliche Grundpfeiler einer marktwirtschaftlichen Energieordnung.

- Das Auslaufen der EEG-Vergütung richtet erneuerbare Energien stärker auf Systemdienlichkeit aus und eröffnet neue Geschäftsmodelle.
- Dynamische Netzentgelte schaffen finanzielle Anreize, sich flexibel und netzdienlich zu verhalten und setzen lokale Preissignale, ohne in den Strommarkt einzugreifen.
- Eine reformierte Anreizregulierung honoriert Netzbetreiber, die mit moderner Technik und digitalen Prozessen effizienter agieren.
- Die Rückverteilung der CO₂-Einnahmen an die Bürger und Unternehmen über die Stromkosten und eine Bürgerdividende erhöht die Akzeptanz der CO₂-Bepreisung und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland.

Gemeinsam ergeben sie einen kohärenten Reformkurs, der die bisherigen ineffizienten Förderlogiken

ablöst, Marktmechanismen stärkt, Effizienzpotenziale freisetzt und zugleich Akzeptanz schafft und die bestehenden Ziele zur CO₂-Reduktion bei geringeren Kosten erreicht.

Direkte und indirekte Kosteneinsparungen

Die möglichen Kosteneinsparungen sind erheblich. Zusammengefasst ergeben das Auslaufen der Betriebskostenförderung des EEG, die Umstellung der Netzentgeltsystematik, die Reform der Anreizregulierung und eine Neuausrichtung der KTF-Gelder Einsparungen von bis zu 570 Milliarden Euro bis 2045 – abhängig von der Umsetzungsgeschwindigkeit, der digitalen Infrastruktur und der Anpassungsfähigkeit der Marktteure.

Schwerer zu quantifizieren, aber ebenso bedeutsam, sind die positiven Wirkungen auf Vertrauen und Innovationskraft. Diese bedeutenden Effekte haben wir mit Blick auf die Berechnung der Gesamtkosten nicht berücksichtigt. Wenn es gelingt, Angebot und Nachfrage effizienter zusammenzuführen und durch den gezielten Rückzug eines überforderten Staates Freiräume für lokale Projekte zu schaffen, wird das Einsparpotenzial um ein Innovationspotenzial ergänzt.

Ebenfalls schwierig einzuschätzen sind die gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrtsgewinne, die dadurch entstehen, dass wirtschaftliche Projekte durch bessere Rahmenbedingungen möglich werden. So werden geringere Abgaben, weniger Bürokratie und schnellere Netzanschlüsse sicher dazu führen, dass beispielsweise mehr Rechenzentren in Deutschland errichtet werden. Ebenso werden Personalkapazitäten freigesetzt, die sich der Forschung und Entwicklung zuwenden können anstelle Anträge und Formulare zu bearbeiten.

Reformfenster für EEG und Netzentgelte

Um diese Einsparpotenziale zu heben, sind in der verbleibenden Legislaturperiode zentrale Weichenstellungen notwendig. In der laufenden Regierungsperiode steht in Deutschland eine umfassende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes an, die – getrieben aus Brüssel – bereits 2027 den künftigen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland neu justieren muss. Dabei gehen die europäischen Anforderungen weit über eine rein technische Anpassung hinaus und eignen sich für eine grundlegende Neugestaltung.

Parallel hierzu hat die Bundesnetzagentur bereits 2025 im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (Kurz: AgNes-Prozess) erste Reformschritte für eine grundlegende Überarbeitung der allgemeinen Netzentgeltsystematik begonnen und grobe Ideen skizziert (vgl. Bundesnetzagentur 2025a). Ziel der neuen Netzentgeltsystematik ist es explizit, die durch den starken Zubau fluktuierende erneuerbaren Energien, regionale Ungleichheiten sowie den wachsenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen mit einer Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik zu adressieren. Eine Reform muss daher sowohl die Kostenverteilung transparenter gestalten als auch Anreize für netzdienliches Verhalten stärken und gleichzeitig Effizienzsteigerungen im Netzbetrieb ermöglichen. Der hier adressierte Reformansatz der Netzentgelte in Richtung regional differenzierter und dynamischer Netzentgelte für alle Netznutzer soll dabei verstärkt in die laufende Debatte eingebracht und konkretisiert werden. Da die aktuelle Regelung zur Netzentgeltsystematik in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) nur noch bis zum 31.12.2028 europarechtlich notifiziert sind und bis zu diesem Zeitpunkt überarbeitet werden müssen, eröffnet sich in der laufenden Legislaturperiode ein hervorragendes Zeitfenster.

Zusätzlich ist das KTF-Gesetz schnellstmöglich hin zu einem echten Entlastungsgesetz zu reformieren sowie in weiteren Haushaltsverhandlungen auch im Kernhaushalt jede klimapolitische Einzelmaßnahme auf ordnungspolitische Verträglichkeit zu prüfen.

Die Reformen betten sich in eine zunehmend angespannte staatliche Finanzlage ein. Begrenzte finanzielle Spielräume des Bundeshaushalts stellen Restriktionen dar und eröffnen zugleich Chancen für

marktwirtschaftliche Reformen. Viele Förderprogramme und Subventionen stehen auf dem Prüfstand. Dies betrifft vor allem die Förderlandschaft im Energiesektor, deren Vielzahl an Instrumenten teilweise redundante Wirkungen entfaltet und deren Effekt sowie Zielgenauigkeit kritisch hinterfragt werden müssen. Die anstehenden Haushaltsverhandlungen bieten eine gute Gelegenheit, marktwirtschaftliche Reformpfade wie die hier vorgeschlagenen zu verankern.

Eine effiziente Zukunft ohne Subventionen und staatliche Detailsteuerung

Wenn Verbraucher mit flexiblem Stromverbrauch – etwa über Elektroautos, Heimspeicher, Wärmepumpen oder optimierte Nutzung von Melkanlagen – Geld sparen können, werden sie ihr Verhalten und Kaufentscheidungen bereits ohne komplexe Subventionsprogramme für umweltfreundliche Technologien anpassen. Investitionen werden dann nicht mehr nur opportunistisch aufgrund kurzfristiger Subventionsanreize getätigt, sondern im Bewusstsein, marktwirtschaftlicher Rationalitäten, neuer Geschäftsmodelle und Gewinnabsichten. Wenn neue Technologien einer zukunftsfähigen Energieordnung dort zum Einsatz kommen, wo sie bisherige fossil geprägte Energieformen aufgrund ihrer marktwirtschaftlichen Überlegenheit ablösen, werden sie gerade in der bürgerlichen Mitte auf nachhaltige statt auf kurzfristig durch leere Versprechen und Förderprogramme erkaufte Akzeptanz stoßen.

Damit wird die marktwirtschaftliche Energieordnung zu einem echten Reformprojekt – effizient, dezentral und tragfähig.

Fazit und Ausblick

Aufbauend auf identifizierten Fehlanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien, der Regulierung der Stromnetze und bei Förderungen durch den Klima- und Transformationsfonds wurden in dieser Studie konkrete Reformvorschläge für einen modernen Regulierungsrahmen, effiziente Fördermechanismen und eine zukunftsfähige Marktgestaltung entwickelt. Ihr gemeinsamer Kern ist die Rückkehr zu einer marktwirtschaftlichen Ordnungspolitik, die klare Regeln setzt, Wettbewerb ermöglicht und Eigenverantwortung stärkt.

Die Analyse zeigt, dass die hohen Kosten der Energiewende nicht primär technologischen, sondern institutionellen Ursprungs sind. Jahrzehntelange Detailsteuerung und kleinteilige Eingriffe haben ein bürokratisches, teures und innovationshemmendes System hervorgebracht. Die zentralen Stellschrauben liegen daher in der Struktur der Anreize, der Regulierung und der institutionellen Verantwortlichkeiten.

Eine marktwirtschaftliche Energieordnung zielt darauf, dieses System wieder zu vereinfachen und zu entfesseln – durch klare, verlässliche Regeln und Preissignale, die Knappheiten und Chancen sichtbar machen. Sie verbindet einen starken, weil schlanken Staat, der den Ordnungsrahmen sichert, mit einer starken Gesellschaft, die auf Eigeninitiative, Innovation und Wettbewerb vertrauen kann.

Die vorgeschlagenen Reformpfade – das Auslaufen der Betriebskostenförderung für erneuerbare Energien, die Einführung dynamischer Netzentgelte für alle Netznutzer und eine innovationsfreundliche Anreizregulierung – bilden die Grundpfeiler einer solchen Ordnung. Sie setzen marktwirtschaftliche Kräfte wieder frei, reduzieren Bürokratie und Regulierung auf das Wesentliche und führen zu einer effizienteren Nutzung der bestehenden Infrastruktur.

Mit der laufenden EEG-Reform, dem Netzanschlusspaket sowie dem AgNes- und NEST-Prozesse der Bundesnetzagentur kann der gesetzliche Rahmen für eine marktwirtschaftliche Ordnung in der Energiepolitik jetzt ausgestaltet werden. Flankierend ist eine Änderung des KTF-Gesetzes erforderlich, in der verbindlich festgelegt wird, dass die Verwendung der Mittel ausschließlich der Entlastung von Wirtschaft und Bürgern dient. Eine solche gesetzliche Klarstellung sollte im Zuge der anstehenden haushaltspolitischen Konsolidierung umgesetzt werden, um die Akzeptanz der CO₂-Bepreisung in der Gesellschaft nicht weiter zu verlieren.

Finanziell eröffnen die Reformen beträchtliche Einsparpotenziale von bis zu 570 Milliarden Euro in den kommenden 20 Jahren. Zugleich stärken sie die Innovationsfähigkeit der Energiewirtschaft, beschleunigen die Digitalisierung der Netze und fördern das Vertrauen der Bürger in die Steuerungsfähigkeit von Markt und Staat.

Verteilnetze spielen in diesem Reformrahmen eine Schlüsselrolle: Sie sind das Rückgrat einer dezentralen, wettbewerblichen Energieordnung. Eine interessengeleitete, interventionistische Förderpolitik für bekannte Technologien hingegen bleibt teuer, ineffizient und kurzatmig.

Die vorgeschlagene Energieordnung ist somit kein Rückbau der Energiewende, sondern ihre marktwirtschaftliche Alternative. Sie verbindet Effizienz mit Verantwortung, Wettbewerb mit Gemeinwohl und nationale Spielräume mit internationaler Anschlussfähigkeit. Wenn es gelingt, diesen Paradigmenwechsel einzuleiten, kann Deutschland die bisher unnötig teure Energiepolitik der Energiewende aus der Defensive führen – hin zu einer Energiepolitik, die ökonomisch tragfähig, technologisch offen, umweltverträglich, versorgungssicher und gesellschaftlich mehrheitsfähig ist.

Literatur

- 3EPunkt (2026): Bestandsaufnahme Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz. [Link](#)
- AFRY (2026): Grid expectations: The distribution backlog stalling Europe's energy transition. [Link](#)
- Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte – gut und günstig. Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen. [Link](#)
- Bastiat, Frédéric (1850): Ce qu'on voit et ce qu'on ne voit pas, ou l'Économie politique en une leçon. Paris: Guillaumin.
- BearingPoint (2025): Vom Engpass zum Schlüssel für Kunden: Die Funktion der Netzbetreiber in der Energie- und Wärmewende. Die BearingPoint Netzbetreiberstudie 2025. [Link](#)
- BET Consulting GmbH (2025): Gutachten für die dena-Verteilnetzstudie II. [Link](#)
- Böhm, Franz (1961): „Demokratie und ökonomische Macht“, in: Kartelle und Monopole im modernen Recht. In: Institut für ausländisches und internationales Wirtschaftsrecht (ed) Kartelle und Monopole im modernen Recht. Beiträge zum übernationalen und nationalen europäischen und amerikanischen Recht. C. F. Müller, Karlsruhe, S. 1 – 24.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2025): BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2025. [Link](#)
- Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI, 2025): Stellungnahme Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). BDI e.V.
- Bundesverband Solarwirtschaft (2025): Schlechte Noten für Netzbetreiber – Bundestag muss EnWG nachbessern! [Link](#)
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2025): Monitoringbericht 2024. [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2024a): Eckpunktepapier. Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz. [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2024b): Aktuelle Einschätzung der Bundesnetzagentur zum Kapazitätsengpass in Oranienburg. [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2025a): Diskussionspapier: Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes). [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2025b): Update: Verteilernetze bis 2045. [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2026): Vorstellung Zwischenstand AgNes am 27.05.2026. [Link](#)
- Bundesnetzagentur (2026b): Netzebenen. [Link](#)
- Brunekreeft, Gert, Kuszniir, Julia & Meyer, Roland (2020): Output-orientierte Regulierung - ein Überblick. Bremen Energy Working Papers, No. 35.
- Deutscher Bundestag (2025): Finanzplan des Bundes 2025 bis 2029. [Link](#)
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2026): Verteilnetzbetreiber im Renditehoch: Warum das deutsche Netzentgeltregime Stromkunden Milliarden kostet. [Link](#)
- E-Bridge Consulting GmbH (2025): Gutachten zur Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz und Netzservicequalität für die Stromverteilernetze. [Link](#)
- Energiewirtschaftliches Instituts Köln (2025): Energiewende. Effizient. Machen: Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. [Link](#)
- Frontier Economics (2025): Neue Wege für die Energiewende („Plan B“). Studie im Auftrag der Deutschen

Industrie- und Handelskammer [Link](#)

Hayek, Friedrich August von (1969): Der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren. In: Freiburger Studien: Gesammelte Aufsätze. Tübingen: J.C.B. Mohr (Paul Siebeck), S. 249 – 265

Hesse, Nils (2025): R21-Eckpfeiler bürgerlicher Wirtschaftspolitik. [Link](#)

Hesse, Nils (2024a): R21-Eckpfeiler Neustart für eine bürgerliche Klima- und Energiepolitik. [Link](#)

Hesse, Nils (2024b): R21-Eckpfeiler eines bürgerlichen Staatsverständnisses. [Link](#)

Leipziger Institut für Energie GmbH & r2b energy consulting GmbH (2025): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und der zu leistenden Zahlungen für die Kalenderjahre 2026 bis 2030. [Link](#)

McKinsey & Co (2024): Zukunftspfad Stromnachfrage [Link](#)

Monopolkommission (2025): Energie 2025: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem. 10. Sektorgutachten. [Link](#)

Pahle, Michael; Sitarz, Joanna; Osorio, Sebastian; Görlach, Benjamin (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions. Input material and takeaways from a workshop in Brussels. 30 November 2022. [Link](#)

PVP4Grid (2020): D4.2 IMPACTS OF PVP CONCEPTS ON GRIDSYSTEM. Summary Report. [Link](#)

Republik21 (2025a): Der Befreiungsschlag für den Emissionshandel. [Link](#)

Republik21 (2025b): Policy Paper: R21-Expertenrat für Klima- und Energiepolitik [Link](#)

Schumpeter, Joseph A. (1980): *Kapitalismus, Sozialismus und Demokratie*. München: UTB.

SINUS Institut (2025): Einstellungen der deutschen Bevölkerung zu Umwelt- und Klimaschutz sowie zur politischen Teilhabe. Studie im Auftrag von Heimatwurzeln e.V. [Link](#)

Übertragungsnetzbetreiber (2026): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 2. Entwurf. [Link](#)

UnternehmerTUM (2026): Grids and Benefits. [Link](#)

Wenz, Niclas (2020): Die Governance der Energietransformation von Deutschland und Österreich im Vergleich. [Link](#)

Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen bei der Bundesnetzagentur (2025): Zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland. [Link](#)