



Industriestrompreise in Deutschland - Reformoptionen für wettbewerbsfähige Strompreise

Focus Paper | #27

Impressum

© Bertelsmann Stiftung, Gütersloh
September 2025

Bertelsmann Stiftung
Carl-Bertelsmann-Straße 256
33311 Gütersloh

Sven Hellbusch
Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft

Dr. Thieß Petersen
Senior Advisor
Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft
Telefon +49 5241 81-81218
thiess.petersen@bertelsmann-stiftung.de

Lektorat
Vanessa Freise

Grafikdesign
Jürgen Schultheiß

Bildnachweis
© lochstamper - stock.adobe.com

Industriestrompreise in Deutschland

Reformoptionen für wettbewerbsfähige Strompreise

Thieß Petersen, Sven Hellbusch

Inhalt

Abbildungen.....	6
Tabellen.....	7
Textboxen	7
Zusammenfassung	8
Einleitung.....	10
1 Elemente der Industriestrompreise in Deutschland	10
1.1 Netzentgelte	15
2 Strompreisbildung in Deutschland	17
3 Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland	22
3.1 Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland im Zeitverlauf.....	22
3.2 Deutschlands Industriestrompreise im internationalen Vergleich.....	28
4 Ökonomische Relevanz hoher Industriestrompreise	32
5 Der Strommarkt der Zukunft	36
6 Reformoptionen in der Diskussion	41
6.1 Reduktion der staatlichen Industriestrompreiselemente	42
6.2 Industriestrompreis und Strompreiskompensation	43
6.3 Reform der Netzentgelte	44
6.4 Flexibilisierung der Stromnachfrage	48
6.5 Aufteilung der deutschen Stromgebotszone	49
6.6 Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien.....	52
6.7 Nutzung von Atomkraft	55
6.8 Fracking als Brückentechnologie?	58

7	Mögliche Maßnahmen.....	64
8	Fazit	66
	Executive Summary	67
	Literatur	69

Abbildungen

Abbildung 1.1: Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Haushalte und Industrie im Jahr 2023	11
Abbildung 1.2: Zusammensetzung der Systemkosten, die über die Netzentgelte auf die Verbraucher:innen im Jahr 2023 umgewälzt wurden	15
Abbildung 2.1: Beispielhafte Darstellung des Merit-Order Prinzips	20
Abbildung 2.2: Potenzial Erneuerbare Energien in Europa	21
Abbildung 3.1: Durchschnittlicher Strompreis für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten ..	23
Abbildung 3.2: Durchschnittlicher Strompreis für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten ..	24
Abbildung 3.3: Netzentgelte für Industriestrom nach Kundengruppe in Deutschland bis 2024, jährliche Daten, jeweils am 1. April eines Jahres	26
Abbildung 3.4: Vergleich der Strompreise für Neuanschlüsse in der Industrie, Daten für 2017 und 2024	27
Abbildung 3.5: Entwicklung des Preises für Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS seit 2008	28
Abbildung 3.6: Strompreis für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, halbjährliche Preise	29
Abbildung 3.7: Strompreis für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, halbjährliche Preise	29
Abbildung 3.8: Strompreise für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, Preise im 1. HJ 2024 ..	30
Abbildung 3.9: Industriestrompreise in ausgewählten Ländern 2022/23	31
Abbildung 4.1: Anteil der Wertschöpfung der Industrie (inkl. Baugewerbe) am BIP	33
Abbildung 4.2: Verhältnis der Energiekosten zum Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland im Jahr 2022	34
Abbildung 4.3: Entwicklung der Industriestrompreise (je Kilowattstunde Strom) und der Bruttogehälter je Arbeitnehmerstunde im Verarbeitenden Gewerbe	34
Abbildung 4.4: Industrieller Energieverbrauch nach Branchen im Jahr 2021	35
Abbildung 4.5: Produktionsentwicklung in Deutschland in der Industrie	36

Abbildung 5.1: Entwicklung der Brutto-Stromnachfrage in den nächsten zwei Jahrzehnten in verschiedenen Szenarien.....	38
---	----

Abbildung 6.1: Jährlicher Erdgasverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2023	60
--	----

Tabellen

Tabelle 1.1: Nettonetzentgelte für ausgewählte Bundesländer im Jahr 2024	17
--	----

Tabelle 3.1: Prozentuale Anstiege der Strompreise zwischen 2020 und 2024 im Vergleich zum Anstieg der Verbraucherpreise.....	24
--	----

Tabelle 3.2: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten.....	25
---	----

Tabelle 6.1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 bis 2024.....	53
--	----

Textboxen

Textbox 1: Potenziale im europäischen Stromsystem	21
---	----

Textbox 2: Energiebedarf von KI-Anwendungen.....	38
--	----

Textbox 3: Potenziale von Elektro-Auto-Batterien zur netzdienlichen Nutzung	40
---	----

Textbox 4: Abschätzungen zur Höhe der Mindereinnahmen bei einer Streichung der Netzentgelte für Unternehmen	47
---	----

Textbox 5: Energiewende in Dänemark	54
---	----

Zusammenfassung

Die Strompreise in Deutschland sind verglichen mit anderen Industrieländern wie Kanada, die USA oder China überdurchschnittlich hoch und in den letzten Jahren durch die Auswirkungen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine, der die Kosten von Erdgas explodieren ließ, nochmal gestiegen. Die anhaltende Rezession erhöht den Druck auf die Politik; Rahmenbedingungen zu schaffen, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu verbessern. Gerade energieintensive exportorientierte Unternehmen sind stärker von der schwachen Wirtschaftslage betroffen, weshalb Maßnahmen zur Strompreisreduktion mit schneller und langfristiger Wirkung notwendig sind.

Dieses Focus Paper betrachtet mögliche Ansatzpunkte, mit denen eine Reduktion der Industriestrompreise gelingen könnte. Dieses Problem kann nicht separat betrachtet werden, sondern muss in dem Gesamtkontext des deutschen Energiesystems betrachtet und gelöst werden. Deutschland muss bis 2045 klimaneutral sein, was für das Stromsystem einen noch kürzeren Zeitraum bedeutet, während gleichzeitig durch die Elektrifizierung aller anderen Gesellschaftsbereiche der Strombedarf sich mindestens verdoppeln wird.

Unter Miteinbeziehung dieser herausfordernden Rahmenbedingungen kommen wir, basierend auf Studien, wissenschaftlichen Beiträgen und Statistiken, zu acht zentralen Erkenntnissen:

1. Die relevanten Ansatzpunkte zur Strompreisreduktion sind die Beschaffungskosten und die Netzentgelte. Gleichzeitig ist die langfristige Lösung dieses Problems nur durch eine komplette Transformation des Stromsystems zu erreichen.
2. Um kurzfristig wettbewerbsfähige Strompreise zu gewährleisten, wäre eine Streichung der Netzentgelte für die Industrie und die Halbierung der Netzentgelte für Gewerbebetriebe denkbar. Diese Maßnahme würde den Strompreis für die Industrie und für das Gewerbe jeweils um bis zu 4 Eurocent pro Kilowattstunde senken und den Bundeshaushalt jährlich maximal circa 15 Milliarden Euro kosten.
3. Kurzfristige Maßnahmen, die künstlich die Strompreise senken, sollten zeitlich begrenzt sein und entsprechend durch ein großes Maßnahmenpaket begleitet werden, was dafür sorgen soll, dass langfristig die Strompreise stabil und niedrig sind. Die zentrale Stellschraube für langfristig niedrige Strompreise für alle Endverbraucher:innen und ein robusteres Energiesystem ist der konsequente Ausbau von erneuerbaren Energien und die Lösung der damit einhergehenden Herausforderungen.
4. Eine relevante Maßnahme ist die Teilung der deutschen Strompreiszone in drei Teilzonen. Die positiven Effekte einer solchen Teilung sind eine Reduktion der Netzentgelte durch niedrigere Redispatch-Kosten und regionalere Preissignale, die eine markteffiziente Transformation unterstützen. Die Entscheidung über eine Teilung der deutschen Strompreiszone muss nach EU-Recht bis Oktober dieses Jahres gefällt werden.
5. Die wichtigsten Handlungsfelder abseits des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sind zum einen die Flexibilisierung der Stromnachfrage und zum anderen der Ausbau des Stromnetzes. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage ist zwingend notwendig, um Strommangellagen zu verhindern. Sinnvolle Maßnahmen sind hier der Bau von Energiespeichern, die Förderung von netzdienlicher Stromnutzung von Großverbrauchern und ein stark

- beschleunigter Roll-Out von Smart-Metern zu allen Stromverbrauchsstellen, um die netzdienliche Nutzung von privaten Heimspeichern und E-Auto-Batterien zu ermöglichen.
6. Um grundsätzlich die Transformationsgeschwindigkeit zu erhöhen und Opportunitätskosten durch eine zu langsame Transformation zu verhindern, sollten jetzt sehr schnell die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in erneuerbare Energien, Stromspeicher und Stromnetze geschaffen, verbessert und vereinfacht werden, um große Mengen privates Kapital in diese Märkte zu fließen zu lassen.
 7. Der Ausbau der Stromnetze sollte sich nicht nur auf inländische Trassen beschränken. Es ist möglich und sinnvoll, die Verbindungskapazitäten zwischen den europäischen Ländern so stark auszubauen, dass in Zukunft alle von den günstigsten europäischen Erzeugungsgebieten von erneuerbaren Energien profitieren können.
 8. Atomkraft und Fracking sind unseren Schlussfolgerungen nach keine Optionen, die Deutschland in dieser Transformation helfen könnten. Atomkraft ist zu teuer, hat zu große ungeklärte Fragen (Atommüllendlager, Personal, Versicherung, ...) und braucht zu lange, bis relevante Effekte spürbar wären. Fracking wäre nur noch etwa zwei Jahrzehnte nutzbar und könnte in dieser Zeit nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Einleitung

Mit dem Angriff Russlands auf die Ukraine und dem damit verbundenen Ende des Imports von russischem Pipeline-Erdgas haben sich die Energiepreise in Deutschland spürbar erhöht. Das gilt insbesondere für das Jahr 2022, aber auch 2023. Auch wenn die Strompreise mittlerweile wieder deutlich gesunken sind, beeinträchtigt das weiterhin hohe Strompreisniveau die internationale preisliche Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie Deutschlands. In einigen Bereichen besteht die Gefahr einer Verlagerung der Produktion ins Ausland.

Dieses Papier diskutiert mögliche Handlungsoptionen, mit denen die Strompreise für die Industrie in Deutschland reduziert werden können. Ideal wären Strompreise, die an die geringen Preise außerhalb Europas, allen voran in den USA und Kanada, heranreichen und auf einem solch niedrigen Niveau langfristig gehalten werden könnten. In einem ersten Schritt werden dafür die Komponenten der deutschen Industriestrompreise skizziert sowie die Industriestrompreisentwicklung der letzten Jahre in Deutschland im internationalen Vergleich betrachtet. Dabei wird auch auf die Besonderheiten der Preisbildung auf dem Strommarkt eingegangen, also auf das Merit-Order-Prinzip, sowie die Einbettung des deutschen Strommarktes in den europäischen. Zur Kontextualisierung der Diskussion wird anschließend darauf eingegangen, welche Veränderungen der Strommarkt zurzeit durchmacht und wie ein Strommarkt in Zukunft aussehen könnte, um dann abschließend zentrale Stellhebel zur Reduzierung des Strompreises in Deutschland zu identifizieren und aktuelle Reformoptionen zu diskutieren. Den Abschluss bilden einige Schlussfolgerungen für eine mögliche Gesamtstrategie, mit der Deutschland seine Industriestrompreise auf ein wettbewerbsfähigeres Niveau senken kann.

1 Elemente der Industriestrompreise in Deutschland

Die Analyse der Strompreisentwicklung im Zeitverlauf sowie internationalen Vergleich ist mit einer Reihe von **methodischen Herausforderungen** verbunden.

Dazu gehört zunächst der Umstand, dass sich der Strompreis aus verschiedenen Komponenten zusammensetzt und dass es darüber hinaus auch verschiedene Arten des Strompreises gibt. Zwei wichtige Preisarten sind der Großhandelsstrompreis und der Endverbraucherpreis. Der **Großhandelsstrompreis** ist im Kern der Energiebeschaffungspreis. Er ist in der Regel deutlich niedriger als der **Endverbraucherpreis**, also der Preis, den die Stromkund:innen bezahlen müssen. Dieser Preis umfasst neben dem Energiebeschaffungspreis auch die Vertriebskosten und den Gewinn der Stromanbieter sowie zahlreiche staatliche Strompreiselemente, also Umlagen, Steuern, Abgaben und Netzentgelte. Für die internationale Vergleichbarkeit von Strompreisen ist es wichtig, dass alle Strompreiskomponenten betrachtet werden. Ansonsten kommt es möglicherweise zu Verzerrungen, die ein unvollständiges Bild der Strompreisentwicklung zeichnen.

Eine weitere Besonderheit des Strommarktes ist, dass die Endverbraucherpreise stark variieren. Eine entscheidende Determinante des individuellen Strompreises ist die jährlich abgenommene **Strommenge**. **Private Haushalte**, die nur einen Bruchteil der Strommenge von Unternehmen verbrauchen, zahlen deutlich höhere Preise als **Unternehmen**. Bei den gewerblichen Kunden gibt es

wiederum viele Abnahmeklassen, die alle mit einem unterschiedlichen Preis je Kilowattstunde Strom verbunden sind. Hinzu kommt, dass es in Deutschland auch innerhalb einer Stromabnahmeklasse unternehmensspezifische Preisreduzierungen gibt. Dies gilt insbesondere für energieintensive Unternehmen. Es gibt also bereits in einem **einzelnen Land** nicht den Strompreis, sondern eine Vielzahl von Strompreisen.

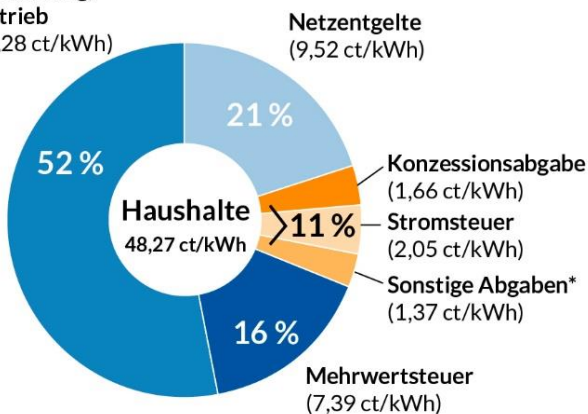
Auch international variieren die Strompreise nach der jährlichen Abnahmemenge. In Europa wird beispielsweise beim Industriestrompreis zwischen 7 Abnahmeklassen unterschieden (20 MWh bis mehr als 150 GWh pro Jahr). Andere Länder haben andere Abnahmeklassen mit anderen Grenzwerten. Das erschwert die **internationale Vergleichbarkeit** von Strompreisen zusätzlich.

ABBILDUNG 1.1: Zusammensetzung des durchschnittlichen Strompreises für Haushalte und Industrie im Jahr 2023, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom

Strompreiszusammensetzung 2023

Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Deutschland (ohne Preisbremse)

**Beschaffung,
Vertrieb**
(24,28 ct/kWh)

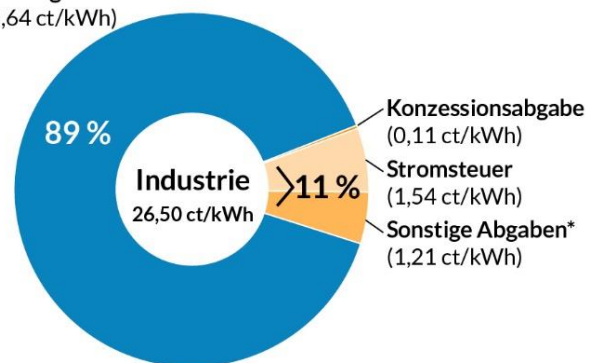


* §19 StromNEV-, Offshore-Netz- und KWK-Umlage

Strompreiszusammensetzung 2023

Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte in Deutschland (ohne Preisbremse)

**Beschaffung, Vertrieb,
Netzentgelte**
(23,64 ct/kWh)



* §19 StromNEV-, Offshore-Netz- und KWK-Umlage

Quelle: <https://www.zvei.org/presse-medien/pressebereich/zvei-strompreise-in-der-spitze-und-in-der-breite-entlasten>, Zugriff am 24.04.2025 um 12:55 Uhr.

| BertelsmannStiftung

Wie Abbildung 1.1 zeigt, setzt sich der Strompreis in Deutschland aus mehreren Komponenten zusammen. Das sind erstens die **Beschaffungs- und Vertriebskosten**, zweitens die **Netzentgelte** und drittens die staatlichen Strompreiskomponenten. Letztere bestehen aus Steuern und Abgaben bzw. Umlagen. **Steuern** fließen dabei in den allgemeinen Staatshaushalt. **Umlagen und Abgaben** werden hingegen zur Gegenfinanzierung bestimmter Ausgaben der Energiewirtschaft verwendet und haben somit einen ganz bestimmten Verwendungszweck. Bei Haushaltskunden fällt die Mehrwertsteuer zusätzlich an, welche bei den Industriekunden im tatsächlichen Preis keine Rolle spielt.

An diesem Punkt ist noch der Hinweis erforderlich, dass es in diesem Focus Paper um die internationale preisliche Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands geht. Deshalb werden hier lediglich die Strompreise betrachtet, die die Unternehmen zahlen müssen, also die **Industriestrompreise**. Die Strompreise der privaten Haushalte sind im Weiteren nicht Thema dieser Publikation.

Im Folgenden werden die zentralen **Komponenten** der Industriestrompreise in Deutschland skizziert. Einige dieser Komponenten fallen gegenwärtig nicht mehr an. Für die im weiteren Verlauf der Diskussion noch zu beschreibende Strompreisentwicklung im Zeitablauf sind diese Elemente dennoch wichtig, weil sie zumindest in bestimmten Phasen existierten und somit Teil der Industriestrompreise waren.

Beschaffungskosten: Die Strombeschaffungskosten sind der Preis, den Verbraucher:innen bei ihrem Energieversorger zahlen müssen. Die Großverbraucher:innen aus dem Unternehmenssektor schließen in der Regel bilaterale Verträge mit ihren Stromversorgern, in denen der zu zahlende Strompreis festgelegt wird. Über die Höhe dieser individuell vereinbarten Industriestrompreise gibt es keine offiziellen statistischen Angaben. Als guter Indikator für die Strombeschaffungskosten gilt daher der **Börsenstrompreis**, der sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt. Die Funktionsweise des deutschen Strommarkts wird im zweiten Kapitel erläutert.

Vertriebskosten: Die Vertriebskosten umfassen vor allem die Bezahlung von Verwaltungsarbeiten und anderen Dienstleistungen, die ein Energieversorgungsunternehmen erbringt und die notwendig sind, damit die Endverbraucher:innen ihren Strom vom Energieversorger erhalten. Die Kosten der Stromübertragung sind kein Bestandteil dieser Kosten. Diese Kosten werden durch die Netzentgelte gedeckt.

Stromsteuer: Bei der Stromsteuer handelt es sich um eine Verbrauchsteuer. Grundlage für sie sind entsprechende Vorgaben der EU. Das Stromsteuergesetz, das die Besteuerung des Stromverbrauchs in Deutschland regelt, basiert daher auf einer EU-Richtlinie. Die Bundesregierung senkte die Stromsteuer 2024 für die Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf den von der EU vorgeschriebenen Mindestwert von 0,05 Euro-Cent pro Kilowattstunde Strom. Seit 2011 betrug die Höhe bis dahin 1,537 Euro-Cent pro Kilowattstunde (vgl. Bundesregierung 2024).

Umsatzsteuer: Der Verkauf von Strom wird mit einem Umsatzsteuersatz von 19 Prozent belegt. Unternehmen können diese Steuer jedoch beim Verkauf ihrer Produkte bzw. Dienstleistungen an die Endverbraucher:innen überwälzen. Die Umsatzsteuer fällt also für die Unternehmen faktisch nicht an. Daher ist diese Preiskomponente auch kein Bestandteil der Industriestrompreise.

Konzessionsabgabe: Diese Abgabe zahlen die Unternehmen, die die Netzwerkinfrastruktur zur Übertragung von elektrischem Strom anbieten, dafür, dass sie öffentliche Straßen und Wege für die Verlegung von Stromleitungen nutzen. Die damit verbundenen Einnahmen kommen den Gemeinden zugute. Die Höhe dieser Abgabe variiert. Sie hängt dabei nicht nur von der Stromabnahmemenge ab, sondern u. a. auch von der Größe der Gemeinde. Der Jahresbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts zu den Markt- und Preisentwicklungen der deutschen Strom- und Gasmärkte im Jahr 2024 weist beispielsweise für Industriekunden mit einer jährlichen Stromabnahme von 24 Gigawattstunden, die keine weiteren Vergünstigungen erhalten, Konzessionsabgaben im Bereich zwischen 0,02 und 0,11 Euro-Cent je Kilowattstunde Strom aus. Für Gewerbeunternehmen mit einer Abnahmemenge von 50 Megawattstunden jährlich liegen die entsprechenden Werte zwischen 0,11 und 1,59 Euro-Cent (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025: 188–190).

KWKG-Umlage: Diese Umlage wird genutzt, um die Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zu finanzieren. Grundlage für diese Umlage ist das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, kurz KWKG. Aktuell, d. h. im Jahr 2025, beträgt diese Umlage 0,277 Euro-Cent je Kilowattstunde Strom (siehe Tab. 3.1 im dritten Kapitel).

Offshore-Netzumlage: Die Offshore-Netzumlage wird seit 2013 erhoben. Sie ist Teil des Strompreises und wird daher von den Endverbraucher:innen bezahlt. Die damit erzielten Einnahmen dienen zwei Zwecken. Zum einen können damit gegebenenfalls anfallende Entschädigungszahlungen finanziert werden, die die Betreiber:innen von Offshore-Windparks erhalten, wenn sie zu spät an das Übertragungsnetz angeschlossen werden oder wenn es zu längeren Netzunterbrechungen kommt. Zum anderen werden damit seit 2019 auch die Kosten für den Bau und den Betrieb von Leitungen finanziert, die die Windparks an die Stromübertragungsnetze anbinden. Der zu zahlende Betrag wird jährlich angepasst. Aktuell (2025) sind es 0,816 Euro-Cent (siehe Tab. 3.1. im dritten Kapitel).

EEG-Umlage: Das Erneuerbare-Energie-Gesetz, kurz EEG, trat im Jahr 2000 in Kraft. Es regelt vor allem die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Die Förderung besteht primär darin, dass den Betreibenden von Erneuerbaren-Energie-Anlagen ein Geldbetrag pro Kilowattstunde gezahlt wird. Anfangs war das ein fester Geldbetrag je Kilowattstunde erneuerbarem Strom. Später erhielten die Anlagebetreibenden eine so genannte einseitige gleitende Marktprämie. Der Staat legt dafür einen bestimmten Preis fest, den die Anlagebetreibenden in jedem Fall erhalten. Liegt der an der Strombörse geltende Preis unter diesem Mindestpreis, erhalten die Anbieter:innen des erneuerbaren Stroms die Differenz vom Staat. Diese Form der Marktprämie wirkt also wie eine staatlich garantierte Mindestvergütung (vgl. Haucap et al. 2022: 695 f.). Finanziert wurden diese staatlichen Finanzhilfen lange Zeit durch die sogenannte EEG-Umlage. Die Stromkund:innen mussten mit ihrer Stromrechnung einen zusätzlichen Betrag zahlen, der für diese Finanzierung genutzt wurde. Nur energieintensive Unternehmen wurden von dieser Abgabe befreit. Die Höhe dieser Umlage betrug im Jahr 0,25 Eurocent je Kilowattstunde Strom. Sie stieg seitdem deutlich an und lag 2020 bei 6,76 Eurocent (vgl. Neubäumer 2024: 569). Danach wurde diese Umlage deutlich abgesenkt und ab dem 1. Juli 2022 sogar komplett abgeschafft. Seitdem wird die staatliche Förderung der erneuerbaren Energien nicht mehr über die Strompreise finanziert. Die erforderlichen Mittel kommen stattdessen aus dem Bundeshaushalt.

Aufschlag für besondere Netznutzung (bis 2024: §19 StromNEV-Umlage): Die Stromnetzentgeltverordnungs-Umlage galt bis Ende des Jahres 2024. Die Einnahmen dieser Umlage wurden genutzt, um Mindereinnahmen bei den Netzbetreibern zu kompensieren. Diese resultieren daraus, dass Unternehmen – wie weiter unten im Kontext der Netzentgelte erwähnt – unter bestimmten Voraussetzungen nur ein reduziertes Netzentgelt zahlen müssen. Das ist z. B. der Fall, wenn ein Unternehmen seine Stromnachfrage in Phasen mit einer geringen Stromnachfrage verlagert. Die entsprechende rechtliche Grundlage dafür war § 19 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung, kurz StromNEV). Seit Januar 2025 hat diese Umlage eine neue Bezeichnung. Sie heißt nun ‚Aufschlag für besondere Netznutzung‘. Dieser Aufschlag deckt jetzt auch die Mindereinnahmen der Netzbetreiber, die durch die Entlastung der Netzkunden in Regionen mit viel Erneuerbaren-Anlagen entstehen. Die Höhe dieses Aufschlags hängt von drei Komponenten ab: den prognostizierten Mindereinnahmen für das

betrachtete Jahr, der jährlichen Verbrauchsmenge und der Stromintensität der Unternehmen. Die nachfolgend für das Jahr 2025 genannten Beträge sind Höchstbeträge. Fallen die tatsächlichen Mindereinnahmen geringer aus, gilt das auch für die zu zahlenden Beträge. Für die erste Million Kilowattstunden Strom liegt der Höchstbetrag bei 1,558 Euro-Cent pro Kilowattstunde. Für jede darüberhinausgehende Kilowattstunde sind maximal 0,05 Euro-Cent zu zahlen. Eine Ausnahme gilt für besonders stromintensive Unternehmen. Wenn die Stromkosten im vorangegangenen Jahr vier Prozent des Umsatzes überstiegen, sinkt der Maximalbetrag auf 0,025 Euro-Cent (vgl. Netzentur 2024).

Umlage für abschaltbare Lasten: Mit dem Begriff ‚abschaltbare Lasten‘ sind Stromverbraucher gemeint, die der Betreiber eines Stromübertragungsnetzes steuern kann, was auch eine Abschaltung bedeuten kann. Um in Phasen eines hohen Strombedarfs ein Stromversorgungsdefizit zu vermeiden, kann es erforderlich werden, dass Großabnehmer ihren Verbrauch freiwillig reduzieren. Wenn sie das machen, erhalten sie dafür eine finanzielle Entschädigung. Um diese zu finanzieren, wurde in Deutschland auf den Strompreis eine Umlage für abschaltbare Lasten erhoben. Die gesetzliche Grundlage zur Erhebung dieser Umlage war die ‚Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten‘ (vgl. Deutscher Bundestag 2016). Sie war jedoch nur in den Jahren 2013 bis 2022 in Kraft, sodass es diesen Strompreisbestandteil jetzt nicht mehr gibt.

Die Höhe der verschiedenen skizzierten Strompreiselemente unterscheidet sich, wie bereits erwähnt, häufig nach Abnahmemenge und anderen Merkmalen der Endverbraucher:innen. So sind beispielsweise besonders energieintensive Unternehmen von der Konzessionsabgabe befreit. Einige Großverbraucher:innen zahlen ermäßigte Netzentgelte sowie reduzierte Sätze bei der KWKG-Umlage und der Offshore-Netzumlage (vgl. Kienscherf, Namockel und Lange 2023: 5–7). Das hat zur Folge, dass es nicht den einen Industriestrompreis gibt, sondern eine Vielzahl von Preisen.

Die Preise für die **CO₂-Emissionszertifikate**, die die stromerzeugenden Unternehmen im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU Emissions Trading System, kurz EU ETS) erwerben müssen, sind bei der Aufzählung der Strompreiskomponenten nicht explizit genannt. Dennoch spielen sie eine Rolle für die Stromerzeugungskosten. Stromerzeugende Unternehmen müssen für jede Tonne CO₂, die sie emittieren, über ein entsprechendes Emissionszertifikat verfügen. Dieser europäische Zertifikathandel ist seit dem 1. Januar 2005 in Kraft. Der EU ETS deckt die 27 EU-Länder ab. Zudem sind Liechtenstein, Island und Norwegen beteiligt. Zertifikatpflichtig sind gegenwärtig circa 9.000 emissionsintensiven Anlagen aus der Stromproduktion sowie aus der besonders emissionsintensiven Industrie. Zu ihr gehören vor allem die Kohleindustrie, die Metallindustrie, die Zement- und Kalkindustrie sowie die Gips- und Mineralfaserherstellung, die Bereiche Glas, Keramik und Ziegel, die Papier- und Zellstoffindustrie und die chemische Industrie. Im Laufe der Zeit sind auch der europäische Flug- und Seeverkehr hinzugekommen. Viele der Zertifikate werden nach wie vor kostenlos abgegeben, wobei das kostenlos abgegebene Zertifikatsvolumen immer geringer wird. Die Stromproduzenten in der EU müssen jedoch seit 2013 alle von ihnen benötigten Zertifikate erwerben (vgl. Next Kraftwerke o. J.).

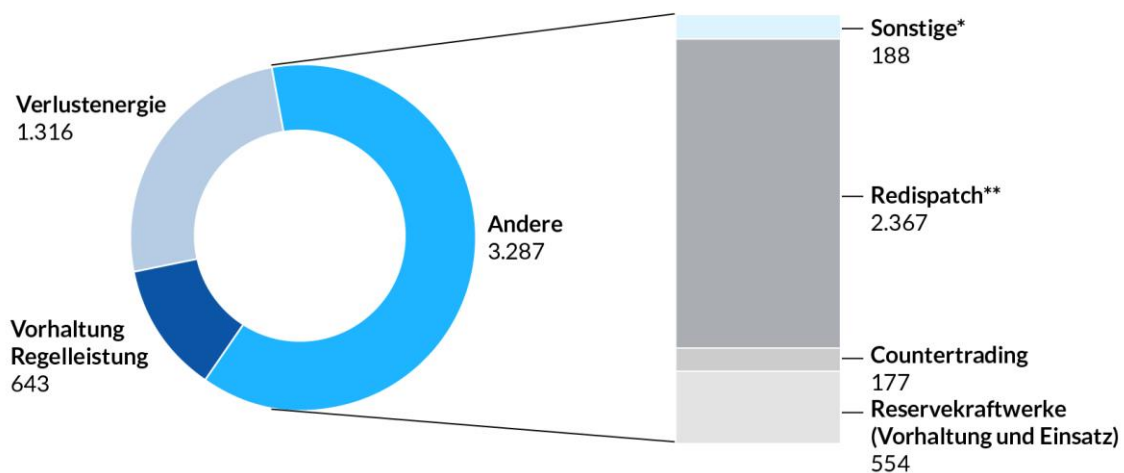
Die Ausgaben, die die Stromerzeuger für die erforderlichen CO₂-Zertifikate tätigen müssen, stellen für sie Produktionskosten dar. Diese Ausgaben sind daher Bestandteil der **Beschaffungskosten** und somit Teil des zu zahlenden Börsenstrompreises. Die Höhe dieser Produktionskostenkomponente

hängt davon ab, welche Energie zur Stromerzeugung verwendet wird. Bei Solar- und Windenergie fallen keine Treibhausgasemissionen an, sodass auch keine Ausgaben für entsprechende Zertifikate erforderlich werden. Falls jedoch fossile Brennstoffe wie Kohle, Öl oder Gas genutzt werden, muss das stromerzeugende Unternehmen im Ausmaß des eigenen Emissionsvolumens entsprechende CO₂-Zertifikate kaufen.

1.1 Netzentgelte

Angebracht ist an dieser Stelle eine genauere Betrachtung der Netzentgelte. Die Netzentgelte sind eine Sammlung von unterschiedlichen Kostenstellen, die bei dem Betrieb des Stromnetzes anfallen und auf die Verbraucher:innen umgewälzt werden. Alle Verbraucher:innen bezahlen diese Netzentgelte für alle von ihnen genutzten Netzebenen. Dadurch tragen Haushaltsendverbraucher:innen im Niederspannungsnetz in diesem System die größte Last, da auf sie alle noch offenen Beträge aus den anderen Netzebenen aufgeteilt werden. Abbildung 1.2 zeigt, aus welchen Kostenfaktoren die Netzentgelte im Jahr 2023 unter anderem bestanden haben.

ABBILDUNG 1.2: Zusammensetzung der Systemkosten, die über die Netzentgelte auf die Verbraucher:innen im Jahr 2023 umgewälzt wurden, Angaben in Mio. Euro



* Sonstige: Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Abschaltbare Lasten nach AbLaV

** Die separaten Bestimmungen im EEG zur Abregelung von EE- und KWK-Strom per Einspeisemanagement (§§ 14, 15 EEG 2021) sind mit dem neuen System des Redispatch 2.0 zum 1.10.2021 entfallen. Ab 2022 wird hier Redispatch mit erneuerbaren Energien dargestellt. Die Kostenschätzung für die finanzielle Kompensation an die Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der BDEW-Übergangslösung ist ab 2022 hier enthalten.

Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025: 142.

| BertelsmannStiftung

Wie Abbildung 1.2 zeigt, gibt es zwei Kostenfaktoren – Verlustenergie und Redispatch – die zusammen 70 Prozent der Gesamt-Systemkosten ergeben. Die Kosten für **Verlustenergie** entstehen durch direkte Netzverluste, die durch zusätzliche Stromerzeugung ausgeglichen werden muss. Die Kosten dieser zusätzlichen Stromerzeugung werden dann über die Netzentgelte auf die Verbraucher:innen umgelegt.

Der **Redispatch** entsteht durch Engpässe in den Stromnetzen. Das deutsche Stromsystem hat sich dazu entwickelt, dass der günstige Windstrom hauptsächlich und in großen Mengen im Norden erzeugt wird und in dem industriestarken Westen und Süden nachgefragt wird. Allerdings reichen

die Kapazitäten der vorhandenen Stromtrassen, die den Norden mit dem Westen und Süden verbinden, häufig nicht aus, um die erforderliche Strommenge zu transportieren. Um Überlastungen im Stromnetz zu verhindern, greifen die Betreiber der Übertragungsnetze auf zwei Arten in die Stromerzeugung ein. Auf der stromerzeugenden Seite der drohenden Überlastung werden stromerzeugende Anlagen gedrosselt und auf der stromnachfragenden Seite der Überlastung werden zusätzliche stromerzeugende Anlagen hochgefahren. Die Kosten, die in die Netzentgelte fließen, entstehen dann durch Ausgleichszahlungen, die die **gedrosselten Anlagen** finanziell so stellen, als wären sie nicht gedrosselt geworden, und durch Zahlungen an die **zusätzlichen Anlagen**, die die Differenz zwischen dem Börsenpreis und ihrem eigenen Erzeugungspreis erstattet bekommen.

Denn das eigentliche ökonomische Optimum wird durch diesen Eingriff gestört, wodurch teurere Stromerzeuger:innen zu einem niedrigeren Marktpreis als ihren eigentlichen Erzeugungspreis, Strom liefern müssen. Dadurch, dass häufig erneuerbare Energien gedrosselt und dafür fossile Kraftwerke hochgefahren werden, steht dieses Faktum konträr zu den eigentlichen Bemühungen nach einem höheren Anteil von erneuerbaren Energien im Strommix. Allein die Betreiber:innen von Wind- und Solaranlagen haben 2024 als Entschädigung wegen Abregelung 554 Millionen Euro erhalten und hiervon wurden mehr als zweidrittel in Niedersachsen und Schleswig-Holstein ausgezahlt (Deutscher Bundestag, 2025a).

Folglich ist die einfache Antwort auf die Frage, wie die Kosten für Redispatch und damit die Netzentgelte gesenkt werden können: Stromnetze ausbauen und/oder regional unterschiedliche Strompreise ermitteln.

Während die Netzentgelte für Haushaltsendkunden mit einer jährlichen Verbrauchsmenge von 2.500 bis 5.000 kWh in 2024 26,9 Prozent der Stromkosten ausmachten, betrugen sie für eine jährliche Abnahmemenge von 24 GWh 19,4 Prozent der Stromkosten. Allerdings gibt es für solche Großabnehmer bereits verschiedene Vergünstigungen, wodurch sich die tatsächlich zu zahlenden Netzentgelte um bis zu 80 Prozent reduzieren lassen (Bundesnetzagentur, 2025, Monitoringbericht Energie, Seite 188f). Im Bundeshaushalt 2023 waren 13 Milliarden Euro alleine für solche Stabilisierungsmaßnahmen zu den Netzentgelten veranschlagt (vgl. BMF, Haushaltsplan 2023, Einzelplan 60, S.103).

Die genannten Werte sind nur **Durchschnittswerte**. In der Realität gibt es in Deutschland regional unterschiedliche Netzentgelte. Zudem richtet sich die Höhe, die von Unternehmen gezahlt werden muss, nach der Abnahmemenge. Neben den normalen Haushalten wird dabei zwischen Gewerbekunden und Industriekunden unterschieden. Letztere sind eine Untergruppe der Gewerbekunden, die sich dadurch auszeichnen, dass sie einen deutlich höheren Stromverbrauch haben als die durchschnittlichen Gewerbekunden. Für beide Kundenarten gibt es erhebliche Spannweiten von Netzentgelten. Tabelle 1.1 verdeutlicht dies für das Jahr 2024 am Beispiel ausgewählter Bundesländer.

TABELLE 1.1: Nettonetzentgelte für ausgewählte Bundesländer im Jahr 2024,

Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom

Bundesland	Gewerbekunden				Industriekunden			
	Mittelwert	Min.	Max.	Anzahl	Mittelwert	Min.	Max.	Anzahl
Schleswig-Holstein	11,23	6,73	13,50	40	4,66	1,90	7,27	39
Hamburg	11,41	6,42	13,50	5	4,32	3,45	5,73	5
Brandenburg	10,47	5,92	14,39	36	4,72	2,60	7,76	36
Nordrhein-Westfalen	8,77	5,65	13,21	106	4,07	2,13	7,64	107
Hessen	8,56	4,75	15,00	59	4,78	2,99	6,25	61
Saarland	10,04	5,90	31,68	19	3,47	2,64	8,73	19
Baden-Württemberg	9,21	5,64	20,74	121	4,51	2,84	7,82	121
Bayern	8,38	3,97	18,02	234	3,82	0,91	7,59	224

Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025: 124–126.

Erläuterungen: Mittelwert = mengengewichteter Mittelwert, Min. = Minimum, Max. = Maximum, Anzahl = Anzahl der berücksichtigten Verteilernetze.

| BertelsmannStiftung

Bevor die Entwicklung der deutschen Industriestrompreise in den letzten Jahren skizziert werden kann, ist auf die Strompreisbildung auf dem Strommarkt in Deutschland einzugehen.

2 Strompreisbildung in Deutschland

Der Strommarkt unterscheidet sich grundlegend von den Märkten für andere Güter und auch von den Märkten für andere Energieträger, wie Gas oder Öl, da mindestens zwei der Grundannahmen an einen normalen ökonomischen Markt nicht zutreffen und auch andere Voraussetzungen gegeben sein müssen, die die meisten anderen Güter nicht benötigen. Zum einen ist Strom ein Gut, welches **direkt** nach seiner **Erzeugung verbraucht** werden muss, da das Stromnetz immer in einem gewissen Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Verbrauch sein muss. Wir werden daher bezüglich des Zeitpunktes sowohl der Stromlieferung als auch des Stromverbrauches im Folgenden von dem Lieferzeitpunkt sprechen. Zum zweiten gab es lange **keine großen Speichermöglichkeiten**, außer solche die erheblicher Initialinvestitionen bedürfen, wie z.B. Hydro-Dämme, also Wasserreservoirs, in die Wasser durch Stromeinsatz hineingepumpt oder Wasser zur Stromgewinnung herausgelassen werden kann (vgl. Benth 2003). In der aktuellen Entwicklung tut sich hier zwar etwas (vgl. TenneT 2024), allerdings wird es vorrausichtlich noch Jahre dauern, bis großangelegte Batteriespeicher eine derart große Strommenge aufnehmen können, dass man Strom im Allgemeinen nicht mehr als „nicht-lagerbar“ bezeichnen muss, wobei selbst bei diesen geplanten Großspeichern der Fokus auf einer kurzzeitigen Speicherung zum Ausgleich von tageszeitabhängigen starken Belastungen des Stromnetzes liegt (vgl. Wille-Hausmann 2022).

Neben diesen beiden technischen Aspekten, benötigt ein Strommarkt auch **Infrastrukturvoraussetzungen**, welche natürlich in gewissen Maß schon existieren, welche allerdings auch bei der aktuellen Entwicklung, weg von einem sehr zentralen Großkraftwerk-Stromnetz, und hin zu einem dezentralen, durch erneuerbare Energien gespeisten, Stromnetz (näheres dazu in Kapitel 5), noch erhebliche Investitionen zur Umstrukturierung und zum Ausbau benötigen (vgl. Bauermann 2024).

Bei einer Betrachtung des deutschen Strommarktes darf der **europäische Strommarkt** nicht außeracht gelassen werden. Deutschland und der inländische Strommarkt ist auf verschiedenste Weisen und nicht zuletzt bei der Preisbildung mit dem europäischen Strommarkt verflochten und in diesen eingebettet. Daher geben wir, bevor wir uns mit dem deutschen Strommarkt näher befassen, einen kurzen Überblick, darüber, wie der europäische Strommarkt aufgebaut ist und funktioniert.

Durch mehrere große Gesetzespakete der EU-Kommission zwischen 1996 und 2019 wurden die nationalen und häufig stark monopolistisch und staatlich aufgebauten Strommärkte der EU-Länder nach und nach in ein europäisches Gerüst eingebaut und liberalisiert (vgl. Meeus 2020). Es gibt zwar noch immer nationale Player, die teilweise privatwirtschaftlich, teilweise staatlich, die inländischen Stromnetze betreiben, die offiziellen Strombörsen sind jedoch multinational organisiert. So kann man beispielsweise über die Strombörse „EPEX SPOT“ sowohl in Deutschland als auch in Frankreich, Österreich, der Schweiz und anderen Ländern mit Strom handeln (vgl. Epex Spot 2025).

Dadurch, dass EPEX SPOT die Strombörse in Deutschland betreibt, ist sie auch für Luxemburg zuständig, da Deutschland und Luxemburg eine gemeinsame Preiszone bilden. Eine **Preiszone** umfasst ein gewisses geografisches Gebiet, in welchem zu jeder Zeit Strom denselben Preis an den Börsen hat. In den meisten Fällen entsprechen diese Preiszonen den Nationalgebieten der europäischen Länder. Ausnahmen bilden hier unter anderem, wie schon angedeutet, Deutschland und Luxemburg, die eine gemeinsame Preiszone bilden. Zu dieser gehörte bis Oktober 2018 auch Österreich. Es gibt aber auch Ausnahmen anderer Art. So ist beispielsweise Schweden in vier Preiszonen unterteilt und Italien sogar in sechs (vgl. ENTSO-E 2025). Diese Aufteilungen begründen sich in Schweden unter anderem dadurch, dass die nördlichen Preiszonen ein großes Angebot an sehr günstigem Strom aus Hydro-Kraftwerken haben, aber durch die geringe Bevölkerungsdichte eine sehr geringe Nachfrage, während der Süden Strom aus teureren Atomkraftwerken produziert, und durch die größeren Städte auch eine höhere Nachfrage hat (vgl. ENTSO-E 2022). Dieses preisliche Ungleichgewicht sorgt dafür, dass die hohe Nachfrage des südlichen Schwedens möglichst durch das günstige Angebot aus dem Norden gedeckt werden will, was zu einer größtmöglichen Nutzung der entsprechenden Verbindungskapazitäten führt. Gäbe es in Schweden eine einheitliche Preiszone, würde der Süden den günstigen Strom in größeren Mengen, als die vorhandene Verbindungskapazität ergibt, nachfragen können, was zu Netzengpässen führen würde. Durch die Aufteilung in mehrere Preiszonen ist die maximale Verbindungskapazität bei der Marktallokation des Stroms direkt als Limitierung berücksichtigt, sodass solche Netzengpässe vermieden werden.

Tatsächlich ist der Strompreis gar nicht so einfach zu definieren. Einerseits, weil es **nicht den einen Preis** gibt: am Großhandel am Day-Ahead Markt gibt es für jede Stunde jeden Tages in jeder Preiszone unterschiedliche Preise. Daher schaut man sich in den meisten Fällen **Durchschnittspreise** an. Beispielsweise, weil es mitunter passiert, dass an den Strombörsen der Preis für einzelne Stunden negativ ist. Andererseits ist es tendenziell ungenau konkrete Aussagen über den Strompreis anhand der vorhandenen Börsendaten zu treffen, da in Deutschland nur etwa 25 Prozent der Strommenge über die Strombörsen gehandelt wird. Durch die Öffentlichkeit der Preis-Ergebnisse bei den Strombörsen, sind im Allgemeinen die dortigen Preise bekannt als Großhandelspreise. Die restlichen rund 75 Prozent der Strommenge werden „**over the counter**“ (OTC) direkt zwischen den verschiedenen Marktteilnehmer:innen beispielsweise als forwards, also

bindende Verträge zum Stromkauf und Verkauf zu einem bestimmten Preis und zukünftigen Zeitpunkt gehandelt (vgl. DIHK 2020). Hierbei handelt es sich dann häufig um **langfristige Vereinbarungen**, sodass die Strombörsen hauptsächlich, aber nicht nur, die Aufgabe haben, den Handel, dessen Notwendigkeit durch kurzfristige Angebots- und Nachfrageschwankungen entsteht, zu ermöglichen.

Die Strombörsen bieten verschiedene **Zeithorizonte** an, zu denen die Marktteilnehmer:innen ihre Kauf- oder Verkaufsabsichten angeben können. Diese Zeithorizonte können grob in **drei Märkte** unterteilt werden. So können am Terminmarkt der Strombörsen auch langfristige Kauf- und Verkaufsverträge gehandelt werden. Diese als „**futures**“ bezeichneten Verträge sind im Gegensatz zu den forwards, die OTC gehandelt werden, aber standardisiert und bilden nur einen kleinen Teil der in den Strombörsen gehandelten Strommenge ab. Sie werden hauptsächlich dazu genutzt, die Risiken von starken Schwankungen in den Strompreisen abzusichern (Hedging). Die beiden kurzfristigen Märkte sind der „Day-Ahead“-Markt und der „Intraday“-Markt. Im **Intraday-Markt** kann bis zu fünf Minuten vor dem Lieferzeitpunkt Strom gekauft und verkauft werden. Der **Day-Ahead-Markt** findet vormittags am Vortag des Lieferzeitpunktes statt und betrifft alle 24 Stunden des Folgetages. Er ist der größte und liquideste Markt an der Strombörse. So wird von der insgesamt bei EPEX SPOT gehandelten Strommenge ca. 75 Prozent auf dem Day-Ahead-Markt gehandelt (Epex Spot, 2025).

Nun wissen wir, wo Strom gehandelt wird, aber noch nicht, wie sich die Preise an diesen Handelsplätzen ergeben. Da die allgemein als Großhandelsstrompreise bekannten Preise die des **Day-Ahead-Marktes** sind, weil dieser Markt der Liquideste und Größte ist, betrachten wir nun insbesondere dessen Preisbildungsmechanismus.

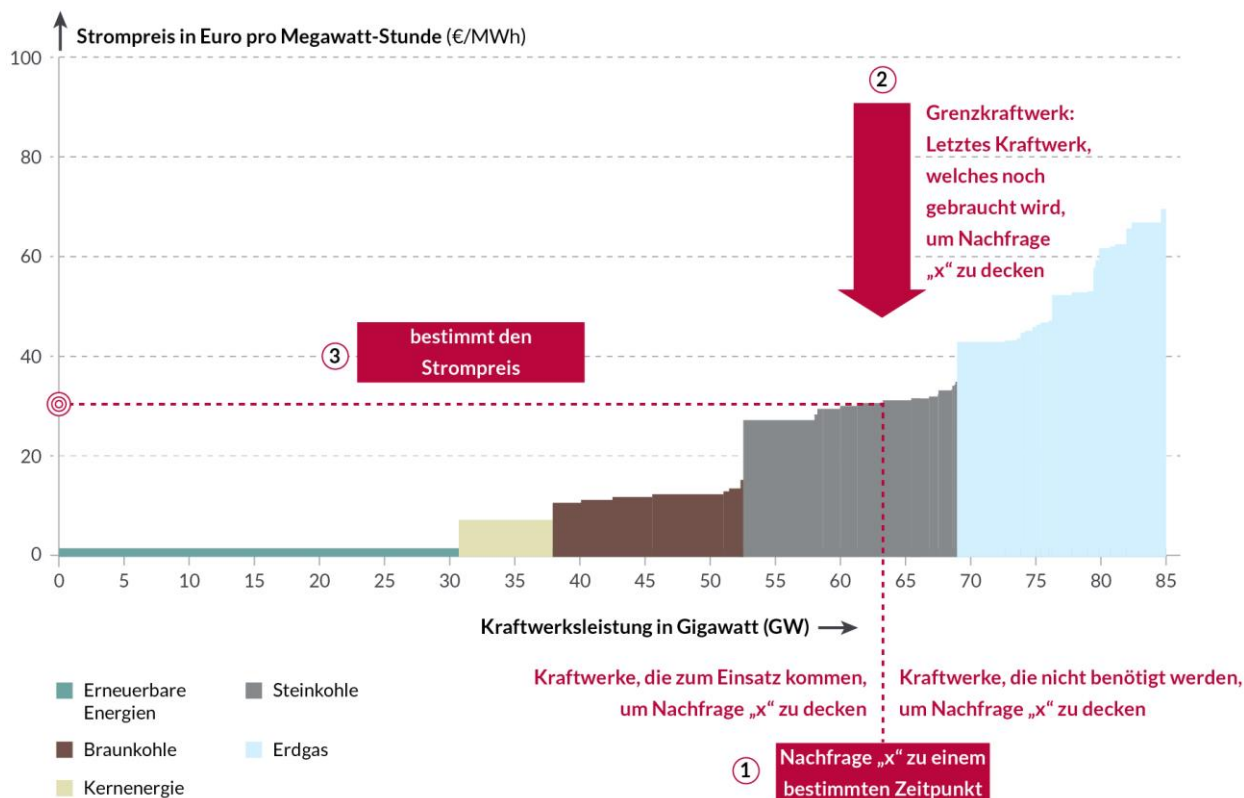
Zunächst werden alle Angebote und Nachfragen für alle Stunden des nächsten Tages vor Börsenschluss (12:00 CET) an die Börse geschickt. Alle europäischen Strombörsen (bzw. Nominated Electricity Market Operators (NEMOs)) leiten alle bei ihnen eingegangenen Gebote aggregiert weiter an den Joint Market Coupling Operator (MCO). Dort errechnet der EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithmus (EUPHEMIA) anhand all dieser Daten, sowie unter verschiedenen Einschränkungen, wie z.B. Netzkapazitäten, die Preise für alle Stunden des nächsten Tages. Diese Preise werden dann um 12:40 Uhr CET veröffentlicht. Die Preismechanismen, nach denen EUPHEMIA die entsprechenden Preise berechnet sind das Merit-Order-Prinzip und ergänzend dazu, um festzulegen, welcher Strom wo hinfließen soll, das Market-Coupling.

Das **Merit-Order-Prinzip** bestimmt aus einer rein marktorientierten Perspektive, welche Stromangebote ausgeführt werden sollten, um die Nachfrage zu decken. In den EU-Richtlinien oder deutschen Gesetzgebungen ist das Merit-Order Prinzip nicht als Preisfindungsprinzip vorgegeben, es hat sich aber als effizientestes und Preis-minimierendes Prinzip hier etabliert. Um den Handelspreis zu finden, werden die Angebote nach ihren angegebenen Kosten aufsteigend sortiert und das Kraftwerk, welches als letztes noch gebraucht wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt mit seinen Stromerzeugungskosten den **Handelspreis (Markträumungspreis)** für die Marktperiode.

Typischerweise liefern **erneuerbare Energien** den billigsten Strom, was der Tatsache geschuldet ist, dass diese Energieformen (insbesondere Solar und Windkraft) kaum bis gar keine laufenden

Betriebskosten aufweisen, weil sie beispielsweise keine Brennstoffe zukaufen müssen, während **konventionelle Energieträger** zur Betreibung von Kraftwerken vergleichsweise hohe Betriebskosten haben, wodurch sie den erzeugten Strom auch zu einem höheren Preis anbieten müssen. Abbildung 2.1 verdeutlicht diesen Mechanismus.

ABBILDUNG 2.1: Beispielhafte Darstellung des Merit-Order-Prinzips
Wie Angebot und Nachfrage die Strompreise bestimmen



Quelle: Öko-Institut 2018, <https://www.flickr.com/photos/oekoinstitut/40354697981>.

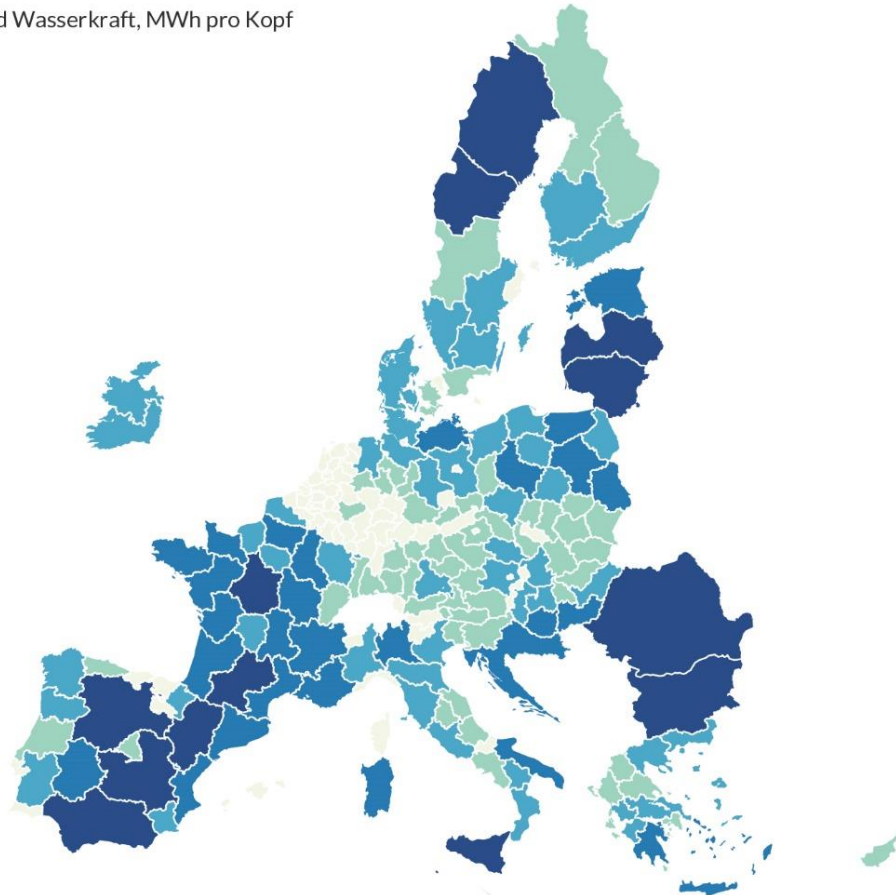
| BertelsmannStiftung

Das **Market-Coupling** ist ein Mechanismus, welcher bestimmt, inwieweit die Verbindungstrassen und ihre Kapazitäten zwischen benachbarten Preiszonen in einer Marktperiode genutzt werden. Das Prinzip ist, dass Strom aus billigen Preiszonen in teurere Preiszonen geleitet wird, wodurch das Angebot an billigem Strom in der teureren Preiszone erhöht wird und dadurch dort der Preis fällt. Durch diesen Mechanismus konvergieren die Preise in benachbarten Preiszonen zueinander, solange noch ungenutzte **Verbindungskapazität** vorhanden ist. Daraus können sich zwei Fälle ergeben. Entweder reicht die Verbindungskapazität aus, sodass der Preis in beiden Preiszonen für die jeweilige Stunde derselbe ist, oder die Kapazität reicht nicht aus, was bedeutet, dass es im Endergebnis weiterhin einen Preisunterschied zwischen den beiden Preiszonen gibt. Hierfür errechnet der Algorithmus EUPHEMIA neben den Preisen für alle Preiszonen auch die optimale Nutzung der Verbindungskapazitäten, welche den gesamtgesellschaftlichen Nutzen maximieren. Dieser Mechanismus kann, wie dargestellt, dazu führen, dass nicht nur inländische Stromangebote genutzt werden, um die inländischen Stromnachfrage zu decken, was eine der wesentlichen Stärken des europäischen Strommarktes ist, da durch die optimale Nutzung der Verbindungskapazitäten benachbarter Preiszonen, die Versorgungssicherheit in ganz Europa erheblich gesteigert ist.

ABBILDUNG 2.2: Potenzial Erneuerbare Energien in Europa

Potenzial für erneuerbare Energie am größten im Osten und Süden Europas

Potenzial Wind, PV und Wasserkraft, MWh pro Kopf



Diese Abbildung zeigt die Summe des technischen Potentials für Photovoltaik, Windkraft an Land und Wasserkraft

Quelle: Többen et al. (2023).

| BertelsmannStiftung

Textbox 1: Potenziale im europäischen Stromsystem

In einer idealen Situation könnte die europäische Zusammenarbeit im Stromsystem in Zukunft weitreichende positive Preiswirkungen haben. Wie in Kapitel 2 erklärt, sind mittlerweile fast alle europäischen Strompreiszonen Teil des Market-Coupling. Das bedeutet, dass eventuelle Preisunterschiede zwischen benachbarten Zonen durch einen Stromhandel zwischen den Zonen auf effektive Weise ausgeglichen werden können, solange wie Kapazität vorhanden ist. Wie Abbildung 2.2 zeigt, sind die Potenziale für Erneuerbare Energien nicht überall gleich. So hat Spanien die Möglichkeit mehr zusätzlichen Solarstrom zu erzeugen als Deutschland. Mehr zur Verfügung stehende Erzeugungskapazitäten würden sich dann entsprechend auch in dem Preis widerspiegeln, zu dem die Anlagen den Strom am Großhandel anbieten könnten. In der Theorie könnte also der Süden seinen günstigen Solarstrom automatisch durch das Market-Coupling in seine Nachbarpreiszonen und darüber hinaus exportieren. Es braucht nur genügend Erzeugungskapazitäten und mindestens genauso wichtig: Genügend Netzkapazitäten. Denn, wenn die Verbindungskapazitäten ausreichen, um den Preisunterschied zwischen zwei Strompreiszonen auf 0 zu bringen, so fungieren beide Zonen für diesen Lieferzeitpunkt als eine einzige Strompreiszone. So könnte bei ausreichenden Übertragungskapazitäten zwischen den Strompreiszonen quasi ganz Europa denselben Strompreis haben und somit Deutschland, mit

erneuerbare Energien, von dem günstigen erneuerbaren Strom aus Süd- und Osteuropa profitieren. Daher darf sich bei dem Ausbau der Stromnetze nicht auf die inländischen Verbindungen konzentriert werden die Verbindungsnetze zu unseren Nachbarländern und in ganz Europa müssen ebenfalls mitgedacht werden.

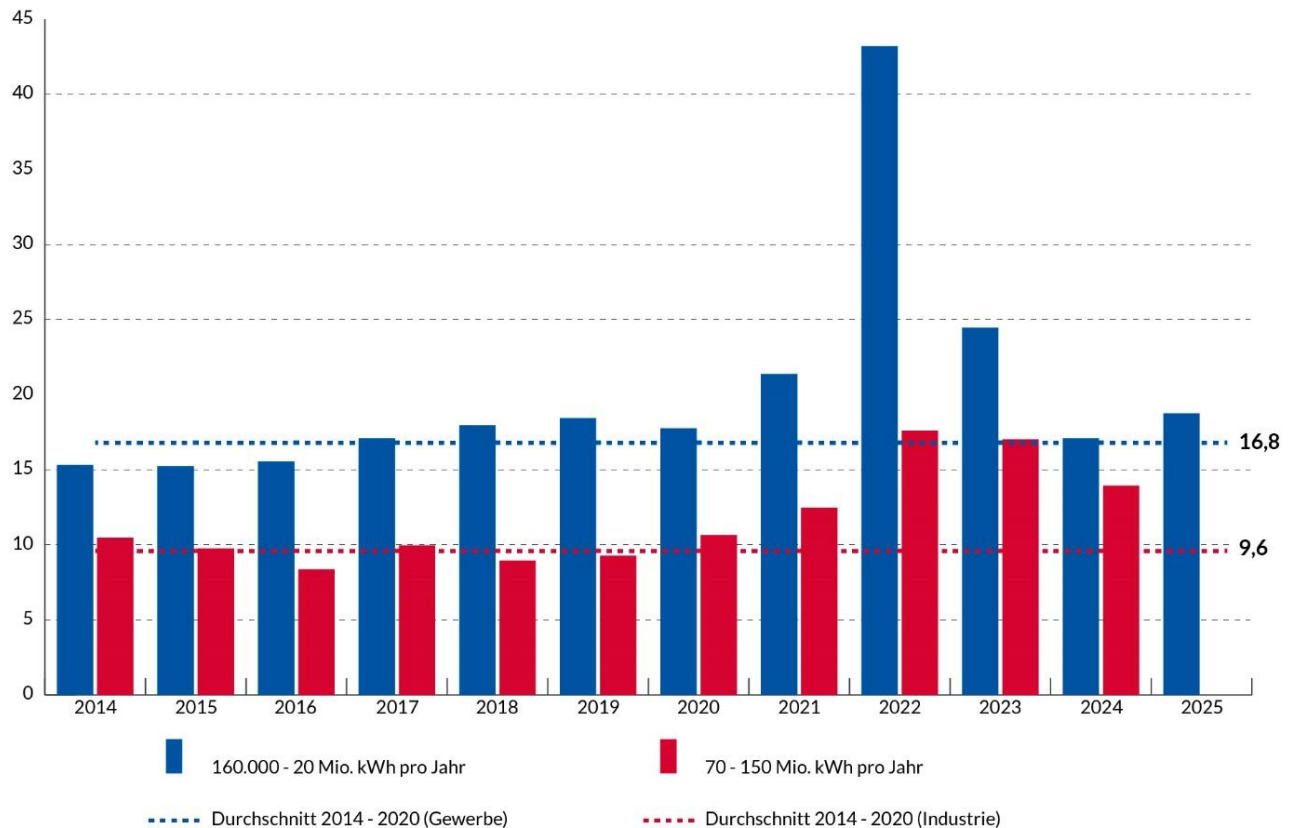
3 Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland

Bei den Ausführungen zur Höhe einzelner Komponenten des Strompreises wurde wiederholt deutlich, dass es in Deutschland für unterschiedliche Unternehmenstypen häufig unterschiedliche Höhen bzw. Ermäßigungen gibt. Im zweiten Kapitel wurde zudem erläutert, dass es im Zeitverlauf ebenfalls erhebliche Unterschiede bei den zu zahlenden Strompreisen gibt. Zudem können Großabnehmer:innen individuelle Verträge mit Stromanbietern schließen, was dann auch individuelle Preise beinhaltet. Die nachfolgenden Ausführungen können daher nur durchschnittliche Werte für ausgewählte Unternehmenstypen ausweisen.

3.1 Entwicklung der Industriestrompreise in Deutschland im Zeitverlauf

Wie eingangs des ersten Kapitels erwähnt, ist ein zentrales Kriterium für die Höhe des zu zahlenden Strompreises die jährliche Abnahmemenge an Strom. Zwei häufig verwendete typische Abnehmergruppen sind Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh pro Jahr (Gewerbekunden bzw. kleine und mittlere Industriekunden) und 70 bis 150 Mio. kWh (Industriekunden). Abbildung 3.1 zeigt die Entwicklung der Strompreise für diesen beiden Abnehmergruppen für den Zeitraum zwischen 2014 und 2024 bzw. 2025. Es zeigt sich, dass die Strompreise beider Abnehmergruppen im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine spürbar gestiegen sind. Im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis der Jahre 2014 bis 2020 lag der Preis im Jahr 2024 für **Gewerbekunden** nur geringfügig über diesem langjährigen Durchschnitt. **Industriekunden** mussten im Jahr 2024 mit 13,94 Euro-Cent je Kilowattstunden rund 4 Euro-Cent mehr bezahlen als im Durchschnitt der Jahre 2014 bis 2020.

ABBILDUNG 3.1: Durchschnittlicher Strompreis für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom

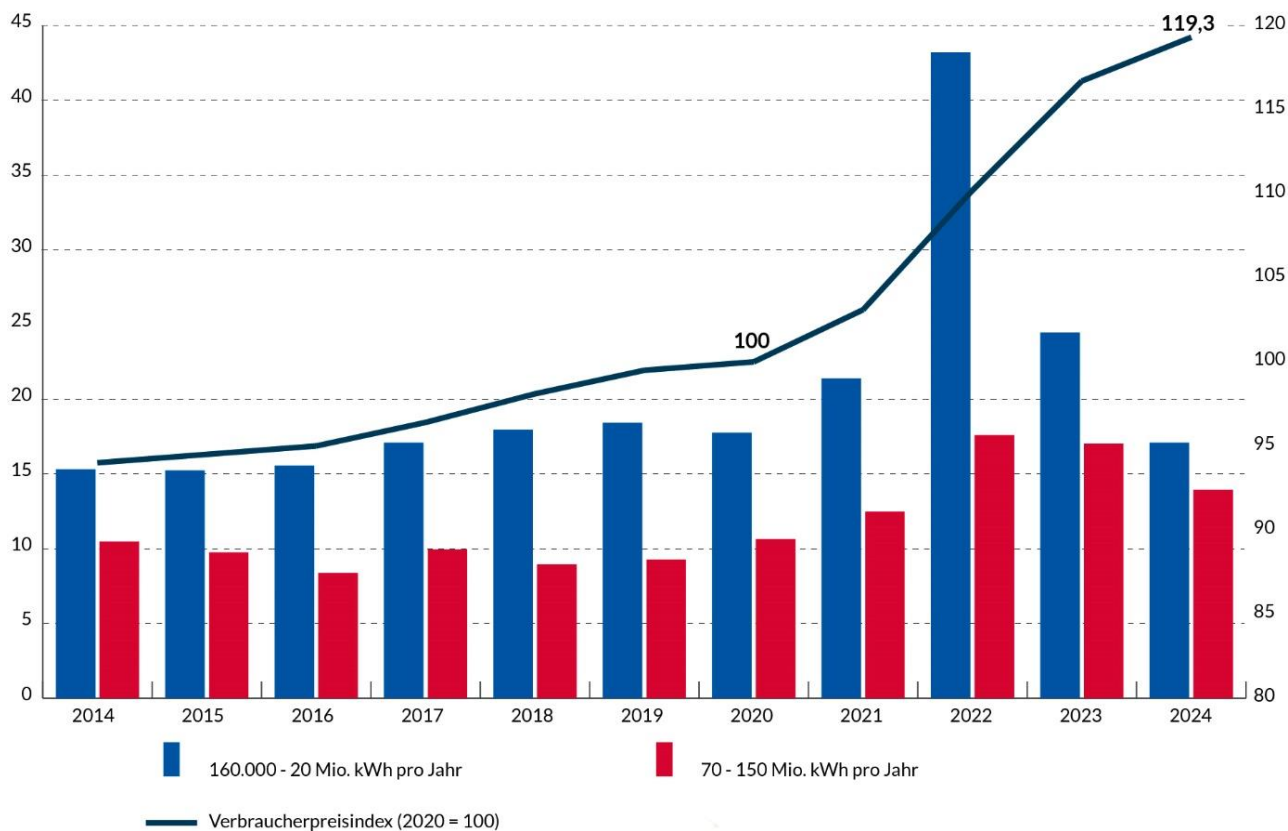


Quelle: BDEW 2024a: 12, 15 und BDEW 2025: 11. Anmerkung: Keine Daten für Industriekunden mit einer Abnahmemenge zwischen 70 und 150 Mio. kWh für das Jahr 2025.

| BertelsmannStiftung

Die ausgewiesenen Industriestrompreise sind nominale Werte, d. h. sie enthalten auch inflationsbedingte Preissteigerungen. Beim Blick auf nominale Strompreise ist zu berücksichtigen, dass das gesamtwirtschaftliche Preisniveau in Deutschland bereits seit 2021 stärker anstieg als in den Jahren davor. Besonders kräftig war der Preisniveauanstieg in den Jahren 2022 und 2023. Aber auch 2024 stieg das Preisniveau stärker als in den Jahren 2014 bis 2020. Das Statistische Bundesamt weist die Entwicklung der Verbraucherpreise in Deutschland als Index aus. Das Verbraucherspreisniveau des Jahres 2020 wird dabei auf 100 gesetzt. Abbildung 3.2 zeigt, dass das so gemessenen Preisniveau in Deutschland im Jahr 2024 19,3 Prozent höher war als 2020.

ABBILDUNG 3.2: Durchschnittlicher Strompreis für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde (kWh) Strom (linke Achse) und Entwicklung des Verbraucherpreisindex (2020 = 100) (rechte Achse)



Quelle: Strompreise: BDEW 2024a: 12, 15, Preisindex: Statistisches Bundesamt, Download der Daten am 5.4.2025.

| BertelsmannStiftung

Die prozentualen Anstiege der nominalen Industriestrompreise waren bei den beiden betrachteten Unternehmenstypen sehr unterschiedlich. Für Gewerbekunden sank der nominale Strompreis zwischen 2020 und 2024 um 3,8 Prozent. Industriekunden mussten hingegen einen um fast 31 Prozent höheren Strompreis zahlen (siehe Tab. 3.1). **Real betrachtet** hat sich der Strompreis für Gewerbekunden also um mehr als 20 Prozent verringert, während er bei den Industriekunden um rund 11,5 Prozent gestiegen ist.

TABELLE 3.1: Prozentuale Anstiege der Strompreise zwischen 2020 und 2024 im Vergleich zum Anstieg der Verbraucherpreise

	Strompreis Gewerbekunden (Euro-Cent je kWh)	Strompreis Industriekunden (Euro-Cent je kWh)	Verbraucher- preisindex (2010 = 100)
2020	17,76	10,65	100
2024	17,09	13,94	119,3
Veränderung (nominal) in Prozent	- 3,8 %	+ 30,9 %	+ 19,3 %
Veränderung (real) in Prozent	- 23,1 %	+ 11,6 %	-

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten von Abb. 3.2. Deflationierung mit dem Verbraucherpreisindex.

| BertelsmannStiftung

Bei einer Betrachtung der im ersten Kapitel beschriebenen Industriestrompreiskomponenten zeigt sich, dass die deutlichen Preisanstiege in den Jahren 2022 und 2023 auf die im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine gestiegenen Beschaffungskosten zurückzuführen sind (siehe Tab. 3.2). Die

staatlichen Strompreiskomponenten wurden seitdem bereits teilweise reduziert. Das gilt vor allem für die mittlerweile vollständig abgeschaffte Erneuerbare-Energie-Umlage (**EEG-Umlage**) sowie die Absenkung der **Stromsteuer** auf das von der EU vorgeschriebene Mindestniveau von 0,05 Euro-Cent je kWh. Die **Offshore-Netzumlage** und der Aufschlag für besondere Netznutzung (bis 2024: **§19 StromNEV-Umlage**) sind hingegen nach den vorläufigen Daten für das Jahr 2025 gestiegen.

TABELLE 3.2: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Neuanschlüsse in der Industrie, jährliche Daten, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde (kWh) Strom, hier: jährliche Abnahmemenge zwischen 160.000 und 20 Mio. kWh Strom

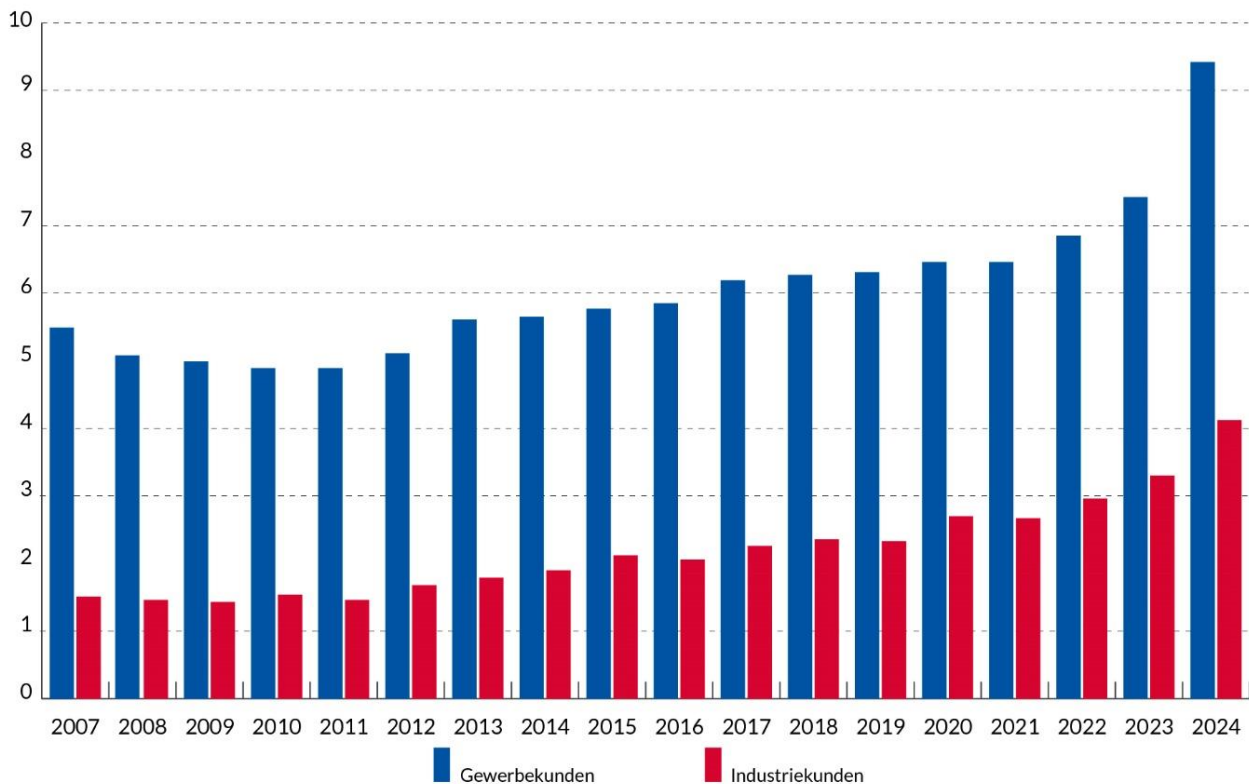
Bestandteile in ct/kWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb	9,15	8,51	5,46	5,61	5,99	6,17	7,02	7,65	9,26	9,00	10,70	8,70	8,63	8,83	8,98	7,85	6,95	7,19	7,00	8,02	8,97	9,48	8,48	12,3	38,62	21,6	15,6	16,57
Konzessions- abgabe	0,11	0,11	0,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,110	0,11	0,11	0,11	0,11	
EEG-Umlage*	0,08	0,09	0,20	0,25	0,35	0,42	0,51	0,69	0,88	1,02	1,16	1,31	2,05	3,53	3,592	5,277	6,24	6,17	6,345	6,88	6,792	6,405	6,756	6,50	1,862	-	-	-
KWKG-Um- lage			0,13	0,19	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03	0,04	0,07	0,07	0,08	0,28	0,29	0,26	0,28	0,226	0,254	0,378	0,357	0,275	0,277
§19 Strom- NEV-Umlage															0,07	0,10	0,23	0,15	0,24	0,25	0,24	0,20	0,23	0,27	0,27	0,26	0,40	0,933
Offshore- Netzumlage**																0,17	0,17	-0,01	0,03	-0,002	0,04	0,416	0,416	0,395	0,419	0,591	0,656	0,816
Umlage für abschaltbare Lasten																	0,009	0,006		0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	0,003	-	-	-
Stromsteuer	0	0,15	0,26	0,31	0,36	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	0,050	0,050
Gesamt	9,34	8,86	6,05	6,47	6,86	7,98	8,92	9,73	11,53	11,41	13,25	11,40	12,07	14,04	14,33	15,11	15,32	15,23	15,55	17,09	17,96	18,43	17,76	21,38	43,20	24,46	17,09	18,76

Quellen: BDEW 2024a: 21 und BDEW 2025: 23.

| BertelsmannStiftung

Auch die **Netzentgelte**, die für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gezahlt werden müssen, sind im Laufe der Zeit gestiegen (siehe Abb. 3.3).

ABBILDUNG 3.3: Netzentgelte für Industriestrom nach Kundengruppe in Deutschland bis 2024, jährliche Daten, jeweils am 1. April eines Jahres, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde (kWh) Strom



Erläuterungen: Gewerbekunden sind Kunden mit einem Jahresverbrauch von 50 Megawattstunden Strom pro Jahr.

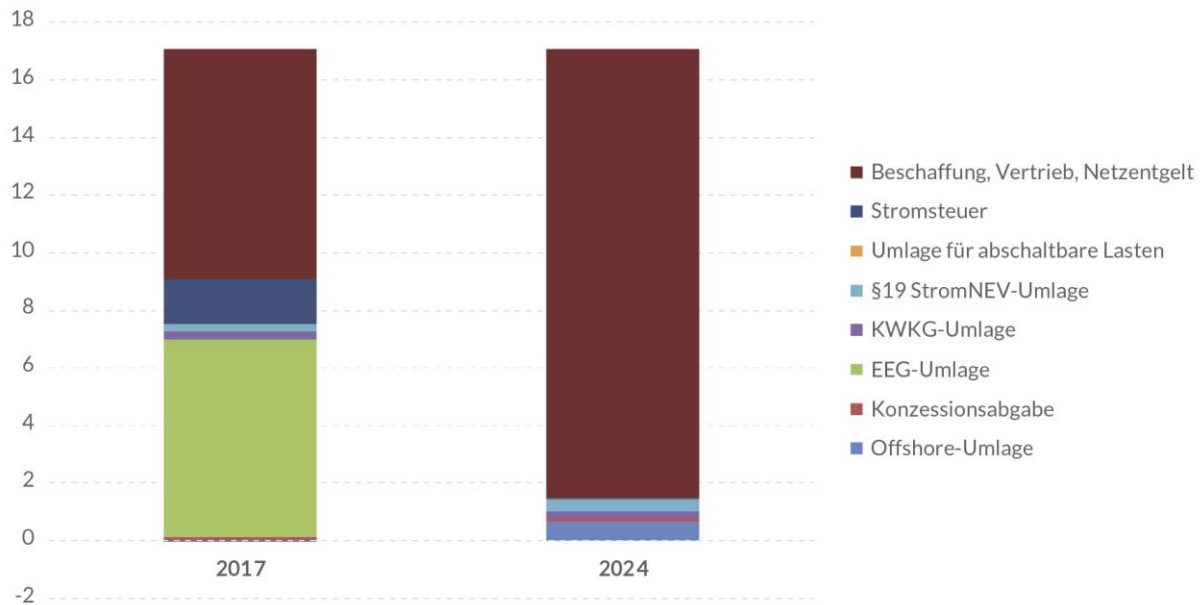
Industriekunden sind Kunden mit einem Jahresverbrauch von 24 Gigawattstunden pro Jahr.

Quelle: Statista, Download der Daten am 21.3.2025.

BertelsmannStiftung

Die Entwicklung der einzelnen Strompreiskomponenten im Zeitablauf lässt sich verdeutlichen, wenn die Preise der Jahre 2017 und 2024 verglichen werden. Für Gewerbekunden mit einer jährlichen Verbrauchsmenge von 160.000 und 20 Mio. Kilowattstunden Strom lag der Preis in beiden Jahren bei 17,091 Euro-Cent (siehe Tab. 3.2). Im Jahr 2017 lagen die Kosten für Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelt bei 8,02 Euro-Cent pro Kilowattstunde Strom. Das waren rund 46,9 Prozent des damaligen Industriestrompreises für Gewerbekunden. Die Summe aus Steuern, Abgaben und Umlagen betrug 9,071 Euro-Cent, was 53,1 Prozent waren. 2024 machten die Preiskomponenten für Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelt 15,6 Euro-Cent aus, was 91,3 Prozent des Strompreises waren. Steuern, Abgaben und Umlagen summierten sich auf nur noch 1,491 Euro-Cent auf (rund 8,7 Prozent des Strompreises) (siehe Abb. 3.4).

ABBILDUNG 3.4: Vergleich der Strompreise für Neuanschlüsse in der Industrie, Daten für 2017 und 2024, Angaben in Eurocent je Kilowattstunde (kWh) Strom, hier: jährliche Abnahmemenge zwischen 160.000 und 20 Mio. kWh Strom



Quelle: BDEW 2025: 23.

BertelsmannStiftung

Ein Element des deutschen Strompreises, der nicht einzeln in Tabelle 3.2 ausgewiesen ist, sind die Preise, die für die **Emissionszertifikate** im Rahmen des Europäischen Emissionshandels (EU ETS) bezahlt werden müssen. Sie sind, wie im ersten Kapitel erläutert, Teil der Stromherstellungskosten und somit Bestandteil der Beschaffungskosten. Wie Abbildung 3.5 zu entnehmen ist, sind die Preise für diese Zertifikate in den letzten Jahren spürbar gestiegen. Nachdem er jahrelang zwischen 5 und maximal 25 Euro pro Tonne CO₂ lag, erreichte der zu zahlende Zertifikatspreis in den Jahren 2022 und 2023 zeitweise eine Höhe von 100 Euro. Dieser Anstieg ist eine Ursache für die in den letzten Jahren deutlich angestiegenen Strombeschaffungskosten in Abbildung 3.4.

ABBILDUNG 3.5: Entwicklung des Preises für Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU ETS seit 2008, Preis in Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent



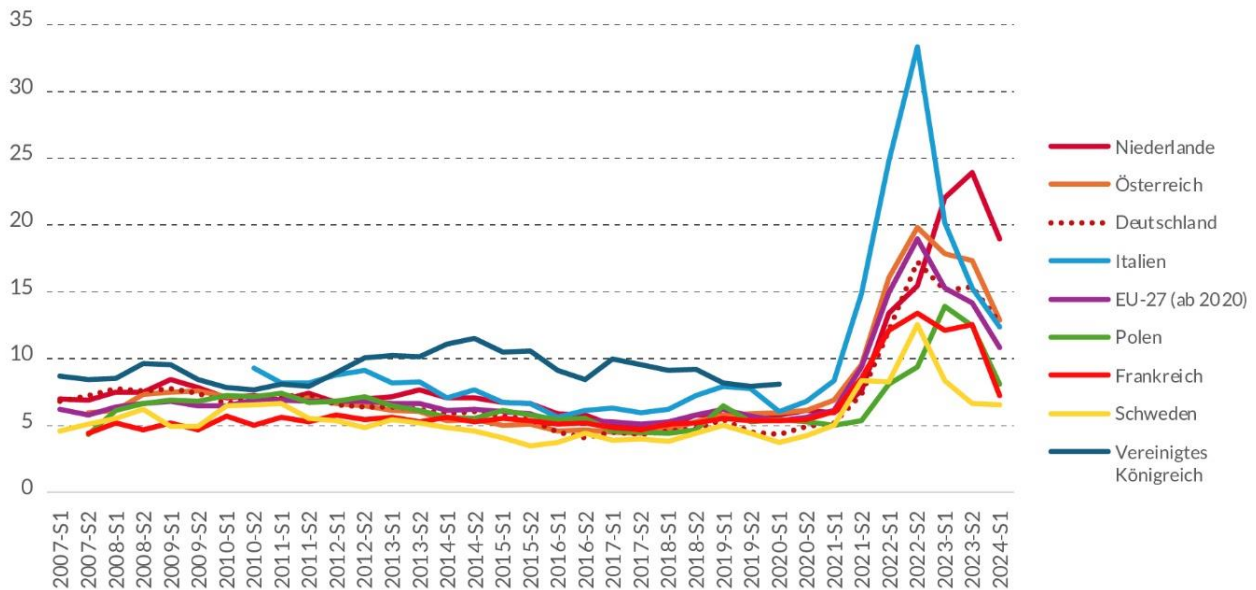
Quelle: Umweltbundesamt 2025a.

BertelsmannStiftung

3.2 Deutschlands Industriestrompreise im internationalen Vergleich

Das Statistische Amt der Europäischen Union, kurz Eurostat, weist die Strompreise für unterschiedliche Abnehmergruppen innerhalb der **Europäischen Union (EU)** aus. Exemplarisch werden hier die verfügbaren Angaben für Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von 70.000 MWh bis 149.999 MWh (MWh = Megawattstunden) ausgewiesen. Die Daten liegen ab dem Jahr 2007 vor, bei einigen Länder jedoch erst später. Sie werden pro Halbjahr veröffentlicht. Die aktuellsten Daten betreffen das erste Halbjahr des Jahres 2024. Eurostat weist diese Preise sowohl mit als auch ohne Steuern und Abgaben aus. Die entsprechenden Werte sind für ausgewählte Länder in Abbildungen 3.6 und 3.7 ausgewiesen. Da das Vereinigte Königreich die Europäische Union verlassen hat, erfasst Eurostat die Daten dieses Landes nur bis zum Sommer 2020.

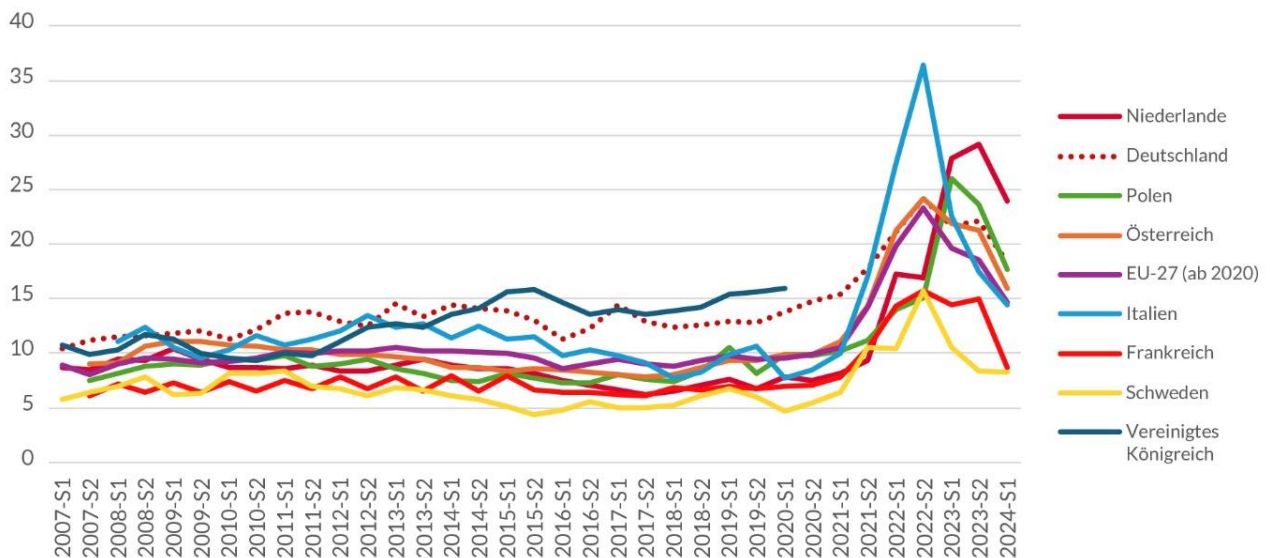
ABBILDUNG 3.6: **Strompreis für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, halbjährliche Preise,**
Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom, hier: ohne Steuern und Abgaben



Quelle: Eurostat, Abruf der Daten am 17.3.2025.

BertelsmannStiftung

ABBILDUNG 3.7: **Strompreis für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, halbjährliche Preise,**
Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom, hier: mit Steuern und Abgaben



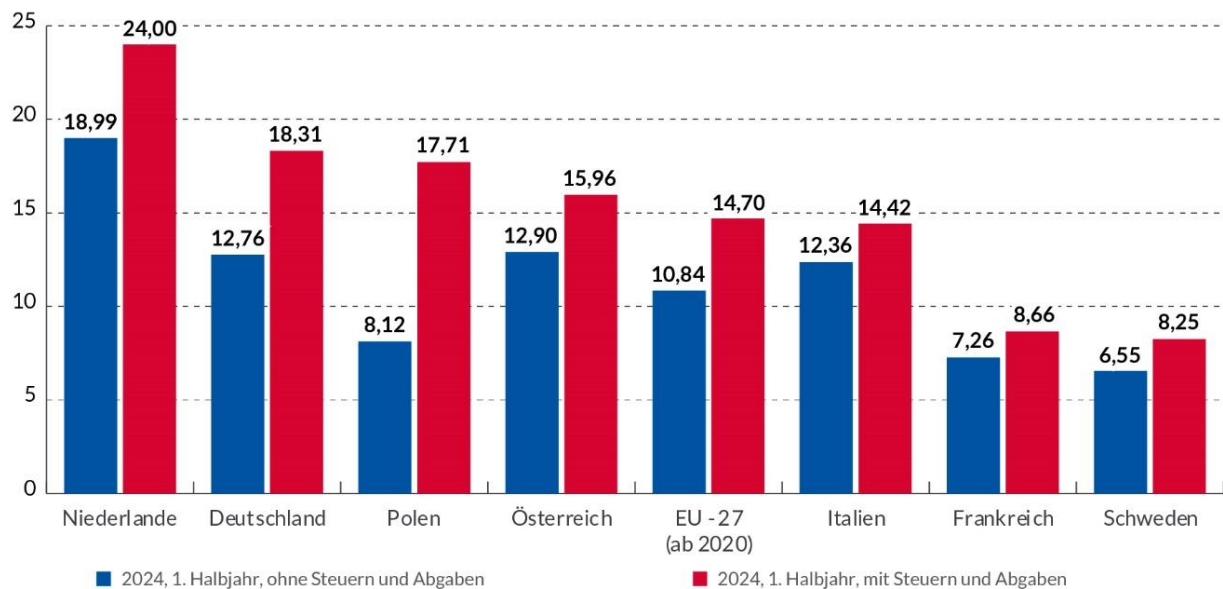
Quelle: Eurostat, Abruf der Daten am 17.3.2025.

BertelsmannStiftung

Der Blick auf die ausgewählten Länder verdeutlicht, dass Deutschland Strompreise ohne die staatlichen Steuern und Abgaben nur geringfügig über den europäischen Vergleichsländern der Abb. 3.6 liegen. Werden jedoch auch die zu zahlenden Steuern und Abgaben betrachtet, liegen die

deutschen Strompreise deutlicher über den Preisen der übrigen Länder der Abbildung 3.7. Wird nur das erste Halbjahr des Jahres 2024 betrachtet, wird dies deutlicher (siehe Abb. 3.8).

ABBILDUNG 3.8: Strompreis für Unternehmen aus ausgewählten EU-Ländern mit einem Jahresverbrauch von 70.000 bis 149.999 MWh Strom pro Jahr, Preise im 1. Halbjahr 2024, Angaben in Euro-Cent je Kilowattstunde Strom, ohne und mit Steuern und Abgaben



Quelle: Eurostat, Abruf der Daten am 17.3.2025.

BertelsmannStiftung

Der deutsche Strompreis ohne Steuern und Abgaben war im ersten Halbjahr 2024 knapp 18 Prozent höher als im EU-Durchschnitt. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen staatlichen Strompreiskomponenten liegt der deutsche Strompreis hingegen 24,6 Prozent über dem EU-Durchschnitt. Grund für diesen Unterschied ist die Höhe der Steuern und Abgaben. Sie machte im ersten Halbjahr 2024 mit 5,55 Euro-Cent 30,3 Prozent des Bruttostrompreises je Kilowattstunde aus. Im Durchschnitt der EU war der Anteil der Steuern und Abgaben 4 Prozentpunkte niedriger.

Für die teilweise deutlich niedrigeren Industriestrompreise in Europa gibt es verschiedene Ursachen. Exemplarisch nur zwei Länderbeispiele dazu:

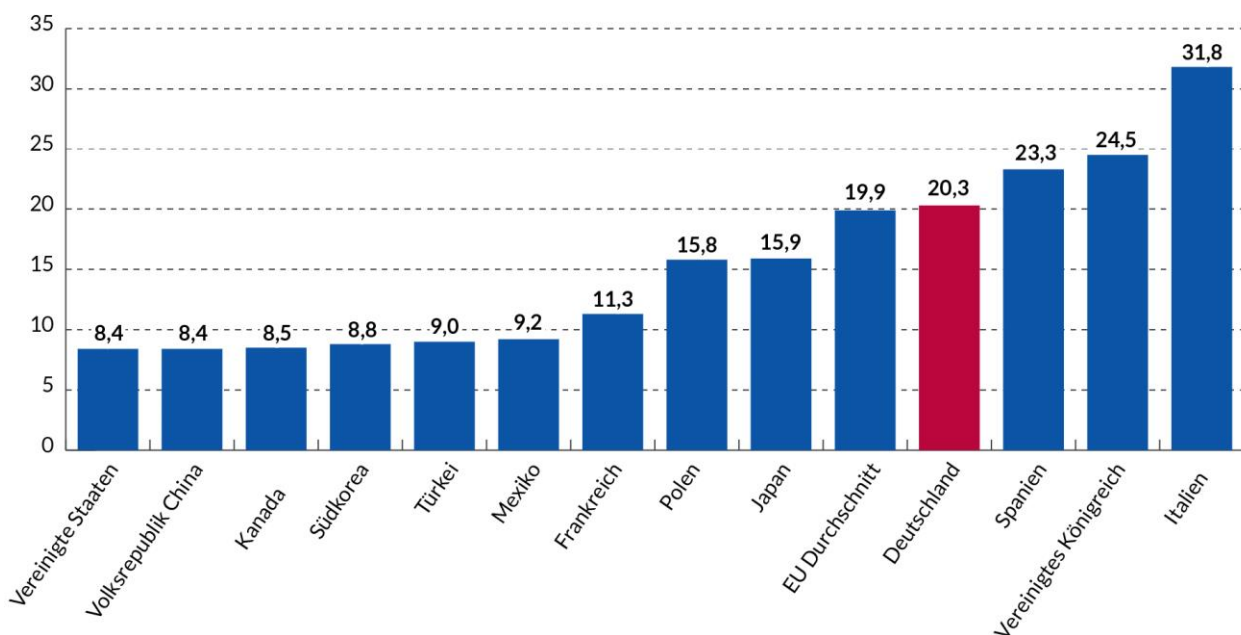
- In **Frankreich** gibt es ein staatlich reguliertes Strompreistarifsystem. Eine Analyse der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestags kommt zu folgender Einschätzung: Werden Preise für Abnehmer:innen mit einem hohen Stromverbrauch berücksichtigt ohne staatliche Abgaben und Steuern betrachtet, gibt es zwischen Deutschland und Frankreich nur einen geringen Preisunterschied. Unter Berücksichtigung von Abgaben und Steuern vergrößert sich der Preisunterschied. Hinzu kommt, dass Frankreichs Staat die Strompreise mithilfe unterschiedlicher Maßnahmen niedrig hält. So kauft der staatseigene Energiekonzern EDF den Strom an den Börsen zu den dort geltenden Marktpreisen, verkauft ihn aber an kleinere französischer Versorger zu niedrigeren Preisen. Durch diese Preisdeckelung bleibt der Strompreis niedrig. Die daraus resultierenden Differenzen werden durch den französischen Staat ausgeglichen. Hinzu kamen im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine und die damit verbundenen Energiepreisanstiege milliardenschwere staatliche

Unterstützungen für Industrieunternehmen (vgl. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags 2023).

- In **Schweden** sind die Strompreise besonders niedrig. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass Schweden für die Stromerzeugung nicht auf die Nutzung von Erdgas angewiesen ist. Generell benötigt das Land nur in sehr geringem Maße brennbare Brennstoffe für die Stromerzeugung. 2022 wurden in Schweden 9,3 Prozent des gesamten Bruttostroms mithilfe brennbarer Brennstoffe hergestellt. In Norwegen lag dieser Wert 2022 sogar bei nur 1,3 Prozent. Zum Vergleich: In Deutschland lag der entsprechende Anteil 2022 bei 57,8 Prozent. Neben den geringen Ausgaben für Brennstoffe hat ein hoher Anteil erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung einen weiteren Vorteil: Es fallen keine Ausgaben für CO₂-Preise an, also keine Preise für Emissionszertifikate im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems (vgl. Köppl-Turyna 2024: 3, 34).

Werden die Strompreise aus weiteren Ländern außerhalb der EU hinzugezogen, so zeigt sich generell, dass das Strompreisniveau in Europa spürbar höher ist als in Amerika und Asien (vgl. Abb. 3.9 sowie Prognos AG 2023: 3).

ABBILDUNG 3.9: Industriestrompreise in ausgewählten Ländern 2022/23, Angaben in Eurocent je Kilowattstunde



Erläuterungen: Preise für europäische Länder beziehen sich auf die zweite Jahreshälfte 2022, Preise für übrige Länder teilweise auch auf 2023. Durchschnittswert aus den Industriestrompreisen der vier größten Abnehmergruppen. Für weitere Erläuterungen vgl. Prognos AG 2023: 3.

Quelle: Prognos AG 2023: 3.

| BertelsmannStiftung

Die Gründe für die geringeren Industriestrompreise in den außereuropäischen Ländern betreffen sowohl die Herstellungskosten als auch die staatlichen Steuern und Abgaben. So verfügen beispielsweise die **USA**, **Mexiko** und **Kanada** über eigene Erdgasvorkommen, die eine relativ günstige Erdgasförderung erlauben. Die bessere und günstigere Verfügbarkeit von Erdgas in der Stromerzeugung hat zur Folge, dass die Strompreise deutlich niedriger sind als die europäischen (vgl. Kienscherf, Namockel und Lange 2023: 9 sowie Prognos AG 2023: 13). Der Nachteil hoher Erdgaspreise macht sich insbesondere dann bemerkbar, wenn ein langsamer Ausbau der

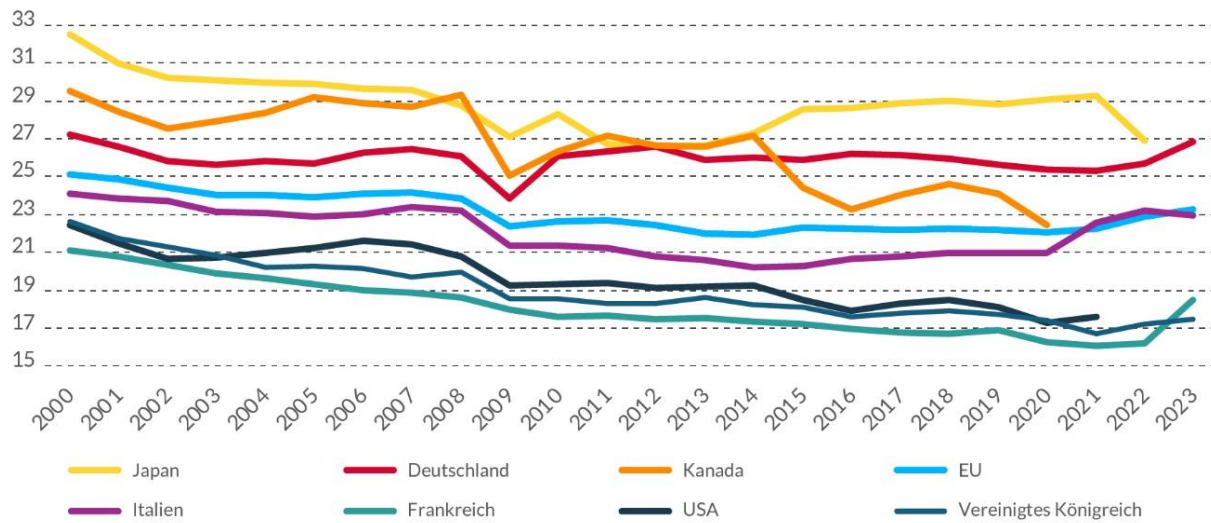
erneuerbaren Energien dazu führt, dass der steigende Strombedarf nicht immer mit erneuerbaren Energien gedeckt werden kann und stattdessen die besonders teuren Gaskraftwerke hochgefahren werden müssen (vgl. Dullien 2023: 29).

Speziell im Fall der **USA** ist festzustellen, dass es dort keine Bundessteuern für den Verbrauch von Strom gibt. Auch Abgaben für die Verstromung von Energieträgern und CO₂-Preise gibt es in den USA auf nationaler Ebene nicht. Zwar gibt es in einzelnen Bundesstaaten und Bezirken bzw. Städten individuelle Abgaben, allerdings haben sie dann auch häufig – zumindest teilweise – Entlastungen für Industrieunternehmen (vgl. Kienscherf, Namockel und Lange 2023: 9). Schließlich ist zu berücksichtigen, dass in den USA während der Biden-Regierung der “Inflation Reduction Act” eingeführt wurde. Das könnte Schätzungen zufolge die US-Strompreise nochmals um rund 8 Prozent reduzieren (vgl. Dullien 2023: 30). Im Ergebnis führen die skizzierten Besonderheiten des US-Strommarktes dazu, dass die deutschen Preise bereits in der Vergangenheit und nicht erst seit den Energiepreisanstiegen im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine etwa doppelt so hoch waren wie in den USA. Wird auf die Werte des Jahres 2022 geblickt, waren die Industriestrompreise lediglich in Hawaii höher als in Deutschland, was an den geografischen Besonderheiten dieses US-Bundesstaates liegt (teurer Import von Öl und Erdgas sowie hohe Investitionskosten in die Netzstabilität) (vgl. Kienscherf, Namockel und Lange 2023: 9 f.).

4 Ökonomische Relevanz hoher Industriestrompreise

Deutschland hat im Vergleich zu anderen entwickelten Volkswirtschaften einen überdurchschnittlich hohen Industrieanteil an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung. Der Anteil der industriellen Wertschöpfung inklusive des Baugewerbes am Bruttoinlandsprodukt (BIP) lag in Deutschland im Jahr 2023 bei 26,8 Prozent (siehe Abb. 4.1). Für Japan liegt der Wert erst für 2022 vor, sodass Deutschland von allen sieben großen Industrienationen – den G7-Ländern – mittlerweile das G7-Land mit dem **höchsten Anteil der Industrieproduktion** sein könnte. Da die industrielle Produktion in der Regel spürbar energieintensiver ist als der Dienstleistungssektor, spielen hohe Energie- und Strompreise für Deutschland eine größere Rolle als für die übrigen G7-Länder.

ABBILDUNG 4.1: Anteil der Wertschöpfung der Industrie (inkl. Baugewerbe) am BIP, Angaben in Prozent



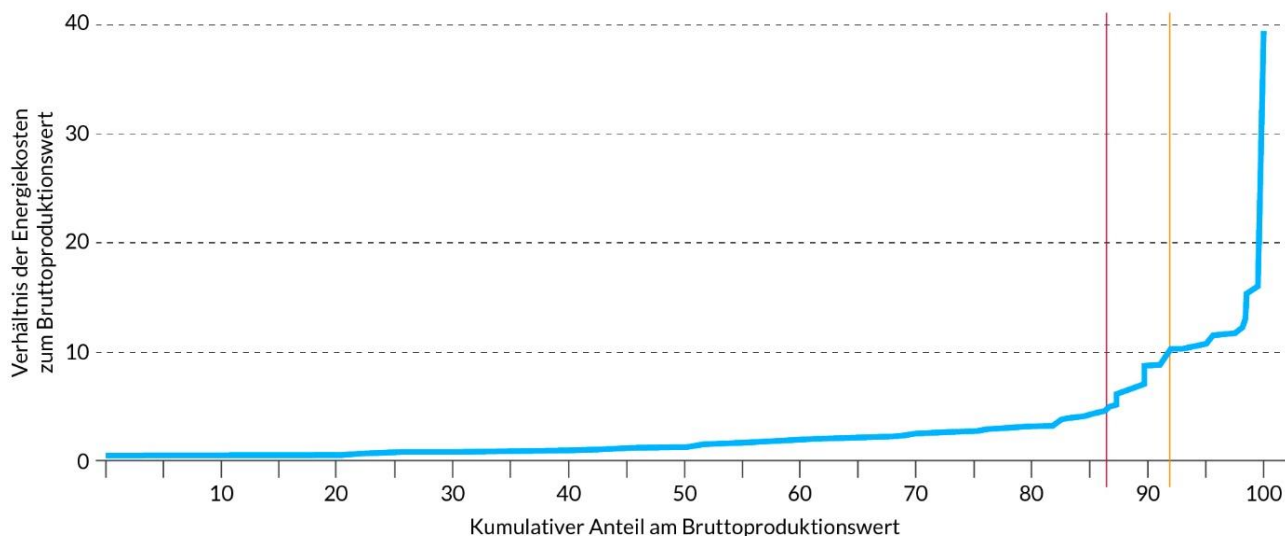
Quelle: Worldbank, World Development Indicators, Download der Daten am 5.4.2025.

| BertelsmannStiftung

Auch wenn Energiekosten somit für die deutsche Industrie ein wichtiger Kostenfaktor sind, ist der Anteil dieses Kostenfaktors an der Bruttowertschöpfung für den größten Teil des **Verarbeitenden Gewerbes** relativ gering (vgl. Duso, Gornig und Schiersch 2025: 2 f.):

- 2022 (aktuellere Daten sind nicht verfügbar) wurden 87 Prozent der gesamten Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Unternehmen hergestellt, in denen der Energiekostenanteil bei 5 Prozent und weniger lag.
- Rund 9 Prozent der Wertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes haben einen Energiekostenanteil von 10 Prozent und mehr (siehe 4.2).
- Zum Vergleich: Die Lohnkosten machen im Mittel rund 21 Prozent der Gesamtkosten der Verarbeitenden Gewerbes aus und in der Spitze sogar mehr als 45 Prozent.

ABBILDUNG 4.2: **Verhältnis der Energiekosten zum Bruttoproduktionswert im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland im Jahr 2022, Angaben in Prozent**

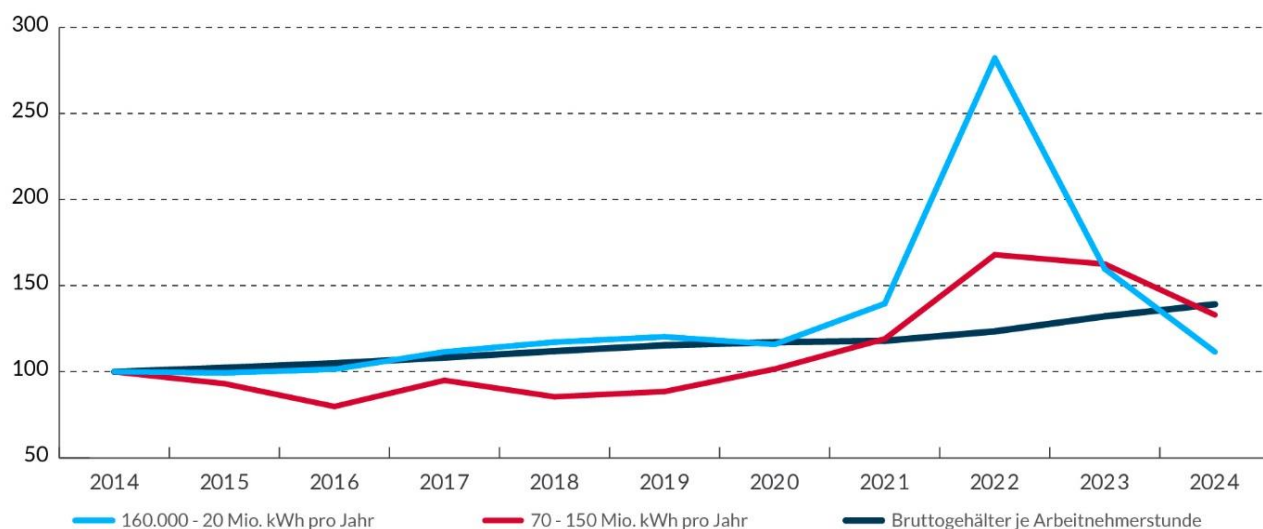


Quelle: Duso, Gornig und Schiersch 2025: 3. Werte beziehen sich auf das Jahr 2022 (die derzeit aktuellen verfügbaren Zahlen).

| BertelsmannStiftung

Angesichts der hohen Bedeutung der Arbeits- bzw. Lohnkosten ist ein Blick auf die Entwicklung der Industriestrompreise im Verhältnis zu den Bruttogehältern je Arbeitnehmerstunde im Verarbeitenden Gewerbe hilfreich. Werden die jeweils nominalen Kosten des Jahres 2014 auf 100 normiert, zeigt sich die Entwicklung dieser Kostenelemente im Zeitablauf (nominal und als Indexwert, siehe Abb. 4.3). In der Zeit zwischen 2021 und 2023 war der Anstieg der Strompreise in den beiden betrachteten Unternehmenstypen deutlich stärker als der Anstieg der Lohnkosten je Arbeitsstunde im Verarbeitenden Gewerbe. 2024 wiesen jedoch die Lohnkosten den höchsten Anstieg seit 2014 aus. Die nominalen Kosten einer Arbeitsstunde waren 2024 rund 39,2 Prozent höher als 2014. Der nominale Strompreis für die industrielle Großabnehmer war 2024 knapp 33 Prozent höher als 2014, für gewerbliche Unternehmen betrug der Anstieg lediglich 11,6 Prozent.

ABBILDUNG 4.3: **Entwicklung der Industriestrompreise (je Kilowattstunde Strom) und der Bruttogehälter je Arbeitnehmerstunde im Verarbeitenden Gewerbe, jeweils nominale Werte als Indexwert (2014 = 100)**

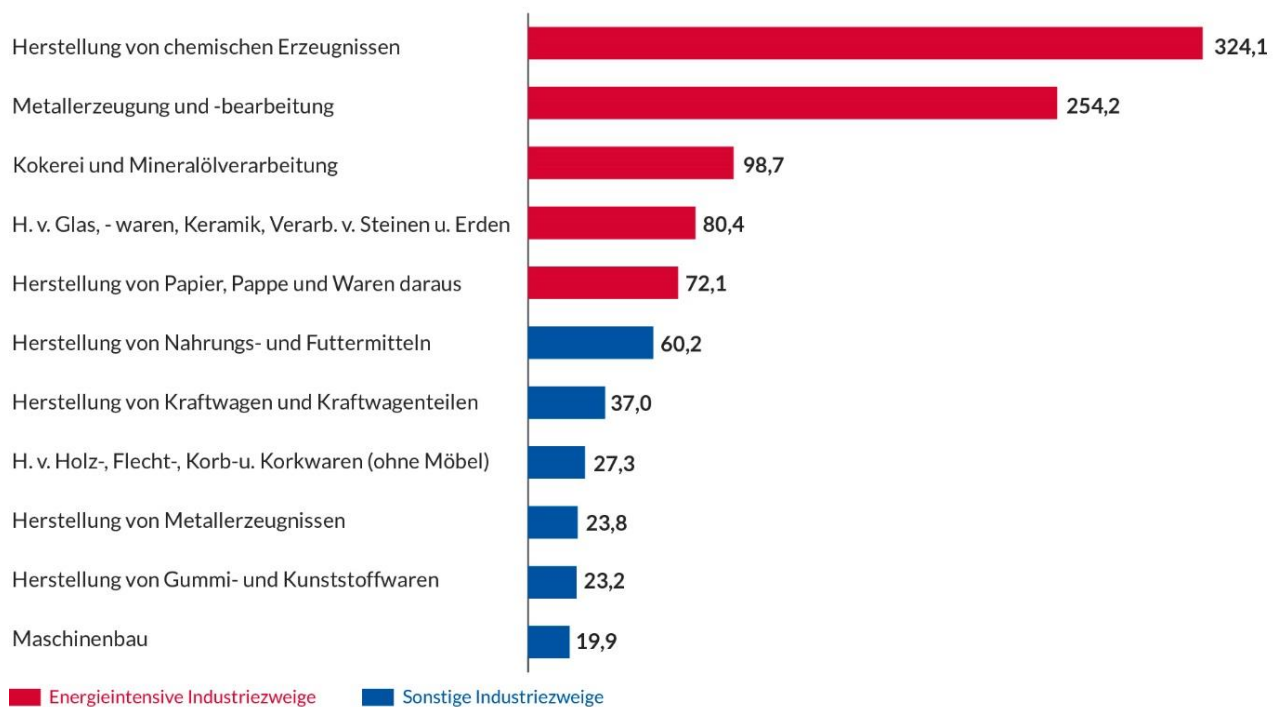


Quelle: Eigene Berechnung auf Basis der Daten von Statistisches Bundesamt 2025, Tabelle 2.18 (Bruttolöhne) und den Strompreisen aus Abb. 3.1.

| BertelsmannStiftung

Dennoch spielen die Energiekosten in ausgewählten Industriebereichen eine spürbar größere Rolle. Das Statistische Bundesamt identifiziert dazu **fünf energieintensive Branchen** in Deutschland (siehe 4.4).

ABBILDUNG 4.4: **Industrieller Energieverbrauch nach Branchen im Jahr 2021**, Angaben in Mrd. Kilowattstunden Strom



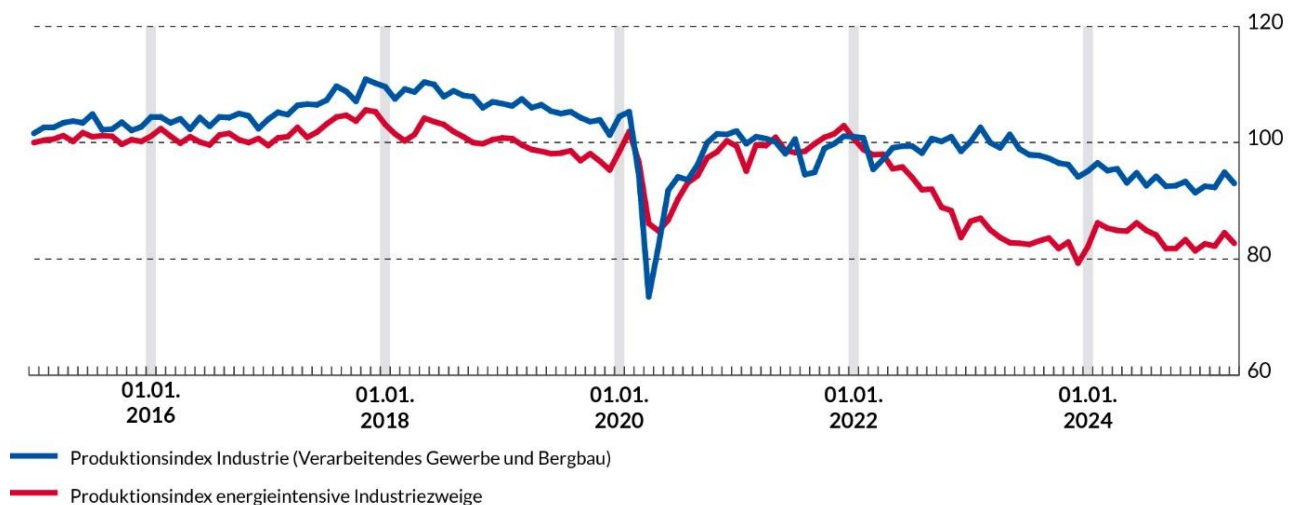
Die Übersicht enthält industrielle Wirtschaftszweige mit einem Energieverbrauch von mindestens 19 Milliarden kWh. Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden (EVAS-Nr. 43531).

Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Abruf der Daten am 6.4.2025.

| BertelsmannStiftung

Für diese fünf energieintensiven Branchen sind die steigenden Energiepreise – dazu gehören alle Energieträger, also nicht nur Strom – eine Belastung. Der Blick auf die Entwicklung der monatlichen Produktionsvolumen in den letzten Jahren zeigt, dass die Produktion in den fünf energieintensiven Industriezweigen seit 2022 deutlich stärker gesunken ist als in der Gesamtheit der deutschen Industrie (siehe Abb. 4.5).

ABBILDUNG 4.5: Produktionsentwicklung in Deutschland in der Industrie, monatliches Produktionsniveau als Indexwert (2021 = 100)



Saisonbereinigt nach dem Verfahren X13JDemetra+. Indizes der Produktion für das Produzierende Gewerbe (EVAS-Nr. 42153).

Quelle: Statistisches Bundesamt (Destatis), Abruf der Daten am 3.7.2025.

| BertelsmannStiftung

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass die Energiekosten zwar ein wichtiger, aber für die allermeisten Unternehmen in Deutschland nicht der wichtigste Kostenfaktor sind. Für die energieintensiven Industriebranchen sieht dies naturgemäß anders aus. Bei ihnen dürften die Strom- und Energiekosten sowie die Unsicherheit über deren zukünftige Entwicklung eine zentrale Ursache für die deutlichen Produktionsrückgänge der letzten zwei bis drei Jahre sein.

5 Der Strommarkt der Zukunft

Im Juli 2024 trat die Novelle des Klimaschutzgesetz (KSG) in Kraft. Die Ziele zu den Treibhausgasemissionen sind gesetzlich festgeschrieben, darauf, dass sie im Vergleich zu 1990 bis 2030 um 65 Prozent, bis 2040 um 88 Prozent, und bis 2045 um 100 Prozent reduziert werden müssen (vgl. Bundesgesetzblatt 2024). Dem Umweltbundesamt zufolge lagen die Treibhausgasemissionen in Deutschland in 2023 46,1 Prozent unter dem Vergleichswert von 1990 (vgl. Umweltbundesamt 2024).

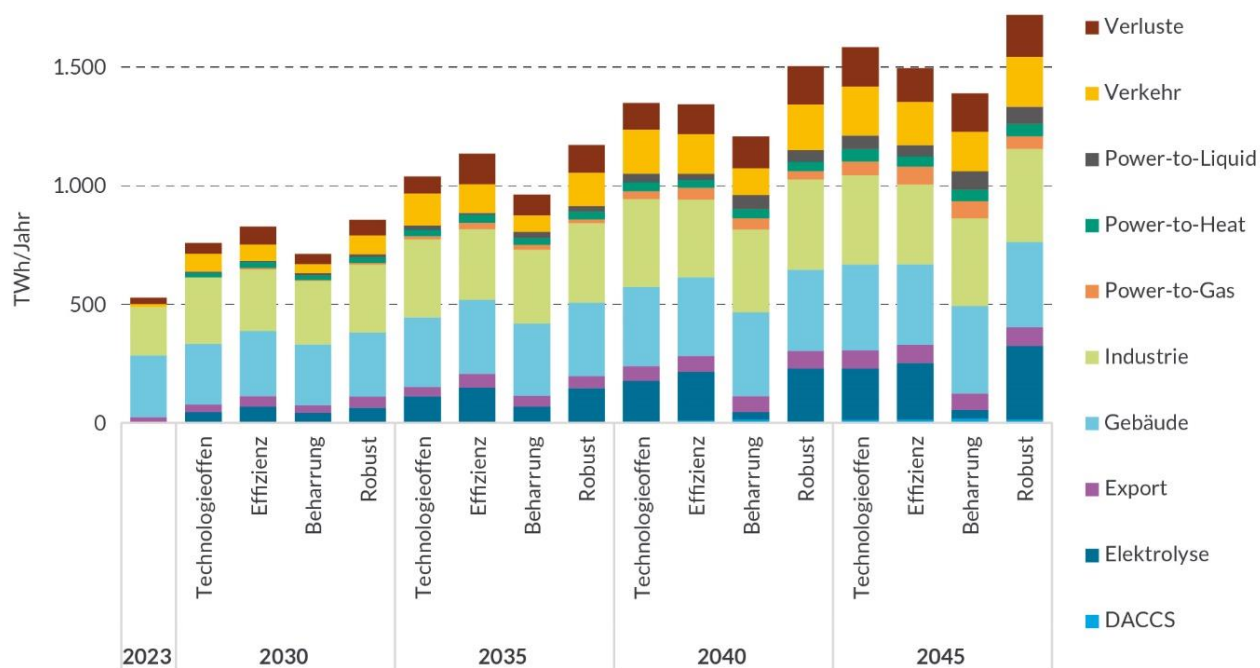
Um diese Ziele erreichen zu können, muss die gesamte Wirtschaft in Deutschland fast vollständig elektrifiziert werden. Hierfür muss dann aber auch der dafür benötigte Strom klimaneutral erzeugt werden, was in dem benötigten Maßstab und dem verfügbaren finanziellen Rahmen nur durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen möglich sein wird. Dadurch, dass eine ausreichende Menge **klimaneutralen Stroms** die Grundlage für einen funktionierenden Umbau der deutschen (und das gilt auch für die globale) Energiewirtschaft ist, bedarf es entsprechend eines umfassenden Umbaus des deutschen Stromsystems. Wie das Stromsystem in den kommenden zwei Jahrzehnten aussehen wird, hat die Bundesnetzagentur in ihrem Netzentwicklungsplan Strom (vgl. Bundesnetzagentur 2024a), das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in einem Papier mit anschließender Konsultation von Stakeholdern (vgl. BMWK 2024b, Wedell et al. 2024) und zuletzt das Fraunhofer ISE in ihrer Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ (vgl. Thelen et al. 2024)

betrachtet. Hierbei wurden sowohl von der Bundesnetzagentur als auch vom Fraunhofer ISE verschiedene Szenarien betrachtet, die unterschiedliche Energie- und Strombedarfe anhand unterschiedlicher gesellschaftlicher Verhaltensweisen ergaben.

Eine Diskussion über Ansätze, um die Strompreise insbesondere für die Industrie zu senken, kann nur im Kontext dieser Entwicklung des Stromsystems geführt werden. Die Wirtschaft hat wenig davon, wenn kurzfristig künstlich die Preise reduziert werden, aber dafür eine notwendige Systemtransformation nicht angegangen wird, sodass die Probleme zu einem späteren Zeitpunkt in gravierenderer Form erneut aufkommen.

Der **Bruttostromverbrauch**, um den es sich im Folgenden drehen wird, beinhaltet zusätzlich zum Nettostromverbrauch (Verbrauch der Endnutzer:innen) auch den Eigenverbrauch der stromerzeugenden Kraftwerke, Speicherdifferenzen und Netzverluste (BDEW, 2024b, S.27). Der Bruttostromverbrauch ist daher die relevante Größe, um die Frage nach den notwendigen Stromerzeugungskapazitäten zu beantworten. Während sich der Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2024 auf 511,9 TWh belief (vgl. BDEW 2024b), berechnete die Bundesnetzagentur für 2045 einen Bruttostromverbrauch zwischen 1079 TWh und 1303 TWh. Wie Abbildung 5.1 zeigt, berechnet das Fraunhofer ISE, dass der Bruttostromverbrauch 2045 zwischen 1227 TWh und 1544 TWh liegen wird. Die vier Szenarien in Abbildung 5.1 lassen sich kurz zusammenfassen, dass "Technologieoffen" die effektivsten Lösungen nutzt, wobei dies hauptsächlich direkte Elektrifizierung ist. "Effizienz" setzt große politische und gesellschaftliche Kraftanstrengungen voraus, sodass viel Energie eingespart und alle Maßnahmen von der Gesellschaft akzeptiert werden. Im Szenario "Beharrung" wird verspätet mit der Transformation begonnen, sodass Deutschland am Ende in starken Abhängigkeiten für klimaneutrale Technologien gefangen ist – betrachte den Balken für Elektrolyse - und die Verbraucher:innen höhere Kosten stemmen müssen. Das Szenario "Robust" ist konträr zu "Beharrung", da hier die Abhängigkeiten möglichst geringgehalten werden. Aktuell befinden wir uns wahrscheinlich auf dem Pfad des Szenarios "Beharrung".

ABBILDUNG 5.1: Entwicklung der Brutto-Stromnachfrage in den nächsten zwei Jahrzehnten in verschiedenen Szenarien



Quelle: Thelen et al. 2024.

BertelsmannStiftung

Das heißt, in den kommenden zwei Jahrzehnten wird sich der **Strombedarf** in Deutschland mindestens **verdoppeln**, vielleicht sogar **verdreifachen**. Diese Entwicklung muss passieren, während gleichzeitig fossile Stromerzeugungsmethoden an Bedeutung verlieren werden. Denn 2024 wurden immerhin noch 41,9 Prozent der Bruttostromerzeugung aus konventionellen fossilen oder Kernkraftwerken erzeugt.

Textbox 2: Energiebedarf von KI-Anwendungen

Eine Unbekannte bei der Abschätzung des zukünftigen Strombedarfs ist der Stromverbrauch, der sich aus der Anwendung **Künstlicher Intelligenz** (KI) ergibt. KI-Anwendungen sind rechenintensive Prozesse, die in großen Rechenzentren mit einem sehr hohen Energieverbrauch durchgeführt werden (vgl. dena 2024: 9). Bereits heute haben die Rechenzentren in Deutschland einen Stromverbrauch von knapp 20 Milliarden Terawattstunden pro Jahr. Schätzungen zu Folge könnte dieser Strombedarf bereits bis 2030 auf 25 bis 35 Terawattstunden ansteigen (vgl. Deutscher Bundestag 2024: 2). Im April 2025 wurde der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber über die geschätzten zukünftigen Strombedarfe veröffentlicht. Für das Jahr 2037 liegen die Bandbreiten dieser Schätzungen für die Höhe des dann von den Rechenzentren benötigten Stroms zwischen knapp 80 und 116 Terawattstunden (vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen 2025: 36 – 38). Das entspräche einer Vervier- bis Versechsfachung des aktuellen Strombedarfs der deutschen Rechenzentren. Da die zukünftige Entwicklung des Einsatzes von KI-Anwendungen in Deutschland jedoch mit einer hohen Unsicherheit verbunden ist, gilt dies auch für die Prognosen zum zukünftigen Strombedarf dieser Anwendungen.

Dieser Mehrbedarf an Strom ergibt sich aus den verschiedenen Bereichen, die, um klimaneutral zu werden, elektrifiziert werden müssen. Dies sind generell alle Bereiche in denen heute fossile Energieträger genutzt werden. Immerhin wurde 2022 noch über 78 Prozent des Primärenergiebedarfs von fossilen Energieträgern gedeckt (vgl. Thelen et al. 2024). Es muss also knapp 80 Prozent der heutigen Energiegewinnung durch klimaneutralen Strom ersetzt werden. Für viele Bereiche gibt es auch heute schon absehbare Lösungen für die **Elektrifizierung**. So lässt sich der gesamte Straßenverkehr auf Elektromobilität umstellen. Die Wärmeengewinnung zum Heizen lässt sich u.a. durch Wärmepumpen, Fernwärme und Solarthermie elektrifizieren. Schwieriger wird es bei Luft- und Schifffahrtsverkehr, sowie in der Industrie. Teilweise lassen sich dort Antriebe und Prozesse auch direkt elektrifizieren, allerdings wird in diesen Bereichen auch ein Restbedarf an Brennstoffen bleiben, beispielsweise für Hochöfen zur Stahlherstellung. Dieser Restbedarf muss dann klimaneutral gedeckt werden, was durch grünen **Wasserstoff** und **synthetische Kraftstoffe** erreicht werden kann. Die Produktion dieser Brennstoffe ist Energie-verlustreich und voraussichtlich wesentlich teurer als direkte Elektrifizierung, weshalb deren Nutzung nur in solchen Bereichen realistisch ist, die keine andere Möglichkeit haben.

Die Folgerung aus diesen Zahlen ist ein zwingender massiver Ausbau von Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen, sowohl On-Shore als auch Off-Shore, um diesen erwarteten Mehrbedarf an klimaneutralem Strom zu decken. Sowohl die Bundesnetzagentur als auch das Fraunhofer ISE bemessen den zukünftigen Erzeugungsanteil allein aus Sonne und Wind auf mindestens 90 Prozent. Dieser Ausbau bringt weitere sich ergebende zwingende Veränderungen am deutschen Strom- und Energiesystem mit sich. So ist ein Stromsystem, welches derart stark von erneuerbaren Energieträgern abhängig ist, automatisch deutlich **dezentraler** aufgebaut als unser heutiges und vergangenes Stromsystem, wo der Strom von wenigen großen Kraftwerken erzeugt wurde. Dieser neue dezentralere Ansatz bedarf daher eines **Ausbaus des Stromnetzes**, insbesondere in der Verbindung von Nord- und Süddeutschland, da ein Großteil des erzeugten Windstroms aus den nördlichen Bundesländern kommen wird, aber in NRW, Baden-Württemberg und Bayern verbraucht werden wird. Gleichzeitig müssen diese industriestarken Bundesländer natürlich auch ihre Erzeugungskapazitäten von Erneuerbaren ausbauen.

Eine weitere Folge aus dem voraussichtlichen Energiemix in Deutschland ist ein Bedarf an **Nachfrageflexibilität**. Dadurch, dass Stromerzeugung aus Sonne und Wind wetter- und tageszeitabhängig ist, und dementsprechend das Stromangebot nicht immer zwingend der Stromnachfrage entsprechen kann, braucht es eine Flexibilisierung der Stromnachfrage. Bis heute lag die Flexibilität im Stromsystem auf der Angebotsseite, die durch beliebig hoch- und herunterfahrbare fossile Kraftwerke gegeben war. Um dies umzudrehen und zukünftig die Flexibilität auf der Nachfrageseite zu finden, braucht es Möglichkeiten, um den Energieverbrauch zeitlich von der Energieerzeugung verschieben zu können. Die drei Faktoren, die dies in den genannten Papieren hauptsächlich verantworten, sind große (und kleine) flexible Verbraucher, die nur Strom nutzen, während sehr viel Strom produziert wird, große Stromspeicherkapazitäten und Wärmespeicher, die kurzfristig das Überangebot an Strom aufnehmen und später bei geringerem Stromangebot die gespeicherter Energie wieder in das System geben können, sowie auch hier ein stark ausgebautes Stromnetz, welches regionale Überangebote auf Nachfrage im gesamten Landes- und (europäischem) Binnengebiet verteilen kann.

Ein Beispiel für große flexible Stromverbraucher in dem Stromsystem von 2045 sind die in den nördlichen Bundesländern angesiedelten Elektrolyseure, die den **grünen Wasserstoff** für die nicht elektrifizierbaren Industrieprozesse aus Windstrom herstellen, der ansonsten abgeregelt werden müsste. Große **Batteriespeicher-Kraftwerke** lassen sich ebenfalls dazu zählen, die an ehemaligen Kraftwerkstandorten gebaut werden, um effizienterweise das dort schon vorhandene Stromnetz weiter zu nutzen. Die Rede ist von bis zu 600 Gigawattstunden an benötigter Kurzspeicher-Kapazität (vgl. Thelen 2024). Die Endverbraucher:innen werden ebenfalls zur Nachfrageflexibilität beitragen. Wenn alle Endverbraucher:innen ein **Smart-Meter** haben, mit dem sie einen flexiblen Stromtarif nutzen können, welcher die tatsächlichen stundengenauen Strompreise am Großhandel nutzen kann und nicht stark aggregierte durchschnittliche Strompreise der letzten Jahre, haben diese Endverbraucher:innen individuell einen finanziellen Anreiz dazu in Stromüberangebotszeiten mehr Strom zu verbrauchen und zu Zeiten mit geringem Angebot Strom zu sparen. Beispielsweise, indem sie zu günstigen Zeiten ihr E-Auto laden oder die Waschmaschine laufen lassen. Ein zweites Vorteil, der durch die Smart-Meter möglich wird, wäre das **E-Auto**, bzw. dessen Batterie, als **netzdienlichen Stromspeicher** dem Stromnetz nutzbar zu machen, sodass zu Zeiten geringen Stromangebots die Batterie gewinnbringend in das Netz entladen werden könnte. Hierfür braucht es allerdings auch eine bidirektionale Ladetechnologie in diesen E-Autos.

Textbox 3: Potenziale von Elektro-Auto-Batterien zur netzdienlichen Nutzung

Im April 2025 gab es in Deutschland circa 1,7 Millionen rein elektrische PKW (KBA, 2025). Wir nehmen für die folgende Rechnung eine durchschnittliche Batteriekapazität von 60 Kilowattstunden an. Sollte sich der Trend zwischen 2018 und 2022 (vgl. Figgenger et al. 2023) in ähnlicher Weise fortgesetzt haben, so wäre diese Annahme sehr konservativ. Es ergibt sich heute also bereits nur durch die Batterien der zugelassenen E-Autos eine Gesamt-Batteriekapazität von 102 Gigawattstunden. Diese Kapazität wird nicht vollständig, sondern nur zu einem Bruchteil, dem Stromnetz als Kurzzeitstromspeicher zur Verfügung gestellt werden können. Einerseits sind die E-Autos nicht immer über Ladepunkte mit dem Stromnetz verbunden, andererseits ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Ladezyklen die Lebensdauer der Batterie reduzieren. Doch selbst unter diesen Einschränkungen, ist die vom Stromnetz nutzbare Batteriekapazität schon mit den heutigen Zahlen nicht zu vernachlässigen. Geht man von davon aus, dass der gesamte PKW-Bestand in Deutschland in den nächsten zwei Jahrzehnten elektrifiziert wird, so gäbe es 2045 bis zu 40 Millionen rein elektrische PKW, welche wahrscheinlich auch eine höhere durchschnittliche Batteriekapazität als 60 Kilowattstunden hätten. Allein die Batterien der E-Autos könnten also einen erheblichen Beitrag zu den benötigten Kurzzeitstromspeichern leisten. Einen weiteren Beitrag hierzu können kleine private Heimspeicher leisten. Auch hier existiert bereits eine installierte Speicherkapazität von mehr als 9 Gigawattstunden (vgl. Reuther, 2024).

Ein Restbedarf an Flexibilität auf der Angebotsseite besteht auch zukünftig noch. Dieser wird, abseits der schon vorhandenen **Pumpkraftwerke**, deren Potenzialkapazität aber schon so gut wie ausgeschöpft ist, von **steuerbaren Gaskraftwerken** bereitgestellt, die zukünftig klimaneutral mit grünem Wasserstoff betrieben werden. Diese Kapazitäten werden aber keine Grundlast abdecken, sondern nur in extremen Strommangellagen zum Einsatz kommen, beispielsweise in längeren Dunkelflauten, die durch die Speicherkapazitäten nicht mehr abgedeckt werden können.

Ist diese hier beschriebene Entwicklung des Stromsystems für die nächsten zwei Jahrzehnte vereinbar mit niedrigen Strompreisen? Was wäre die Alternative zu dem beschriebenen Pfad? Die Klimaneutralität bis 2045 ist gesetzlich festgeschrieben. Und selbst wenn dies durch eine Regierung gestrichen werden sollte, gilt eine europäische Richtlinie, die Klimaneutralität bis 2050 vorschreibt. Die Opportunitätskosten, die durch eine langsamere Transformation entstehen würden, wären enorm (Benayad 2025). Nicht nur müssten zu einem späteren Zeitpunkt viel drastischere Maßnahmen ergriffen werden, um das feststehende Klimaschutzziel doch noch zu erreichen, auch würden in einem kürzeren Zeitraum viel höhere Investitionen in den Systemumbau getätigt werden müssen. Außerdem wäre wahrscheinlich die gesellschaftliche Akzeptanz von erzwungenen drastischeren Maßnahmen gering (Holzmann 2024). Die Vorteile, diese Transformation des Stromsystems möglichst schnell und stark voranzutreiben überwiegen in vielerlei Hinsicht. Nicht nur könnte sich Deutschland hier als Markt- und Innovationsführer von Märkten, die global in den nächsten Jahrzehnten immer mehr Relevanz bekommen werden, etablieren. Auch am Stromgroßhandel wäre ein schnellerer Aufbau von erneuerbaren Energien für die Stromabnehmer vorteilhaft. Dadurch, dass die Grenzerzeugungskosten von Wind- und Solarstrom sehr viel geringer sind als die Grenzerzeugungskosten von fossilen Kraftwerken, sind diese fossilen Kraftwerke heute häufig noch die preissetzenden Stromerzeuger. Absehbar wird die Differenz zwischen den Grenzerzeugungskosten von erneuerbaren und fossilen Stromerzeugern durch die **CO₂-Bepreisung** auch weiter zunehmen. Zu allen Zeiten, zu denen heute schon erneuerbare Energien den gesamten Strombedarf Deutschlands decken, ergeben sich am Großhandel sehr niedrige Preise. Teilweise ergeben sich heute sogar negative Preise, da das System noch keine große Menge an flexiblen Stromverbrauchern, wie oben beschrieben, hat. Wenn die Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien schnell stark ausgeweitet werden, ergeben sich auch häufiger am Großhandel entsprechend niedrige Preise, da dann keine fossilen Kraftwerke mehr gebraucht werden, um den Bedarf komplett abzudecken.

6 Reformoptionen in der Diskussion

Ansatzpunkt für eine Verringerung des Industriestrompreises sind die drei im ersten Kapitel beschriebenen Komponenten dieses Preises, also die Beschaffungs- und Vertriebskosten, die Netzentgelte und die staatlichen Strompreiskomponenten (Steuern, Abgaben und Umlagen inklusive der CO₂-Bepreisung). Diese Strompreiskomponenten lassen sich unterschiedlich schnell reduzieren. Allerdings sind Reduktionen einzelner Preiskomponenten in der Regel auch mit negativen Konsequenzen verbunden.

Bei einer Reduktion oder sogar Abschaffung von **Umlagen** ist zu berücksichtigen, dass diese Umlagen der Finanzierung spezifischer Maßnahmen im Energiesektor dienen. Werden sie reduziert oder ganz gestrichen, müssen die daraus resultierenden Mindereinnahmen irgendwie kompensiert werden, sofern die mit den Umlagen finanzierten Ausgaben nicht auch gestrichen werden sollen.

Dies gilt auch bei einer möglichen Reduktion der **Netzentgelte**. Das Netzentgelt dient der Finanzierung des Baus und des Betriebs der Übertragungs- und Verteilungsnetze. Sollte es hier zu einer finanziellen Entlastung der Endverbraucher:innen durch eine Reduktion des Netzentgelts

kommen, müssen diese Mindereinnahmen durch andere Finanzierungsquellen ausgeglichen werden. Das gilt insbesondere, weil der Netzausbau in den nächsten zwei Jahrzehnten deutlich vorangetrieben werden muss, was mit steigenden Kosten verbunden ist. Eine Möglichkeit, die indirekt eine Reduktion der Netzentgelte mit sich bringen könnte, ist die Teilung der Stromgebotszone, welche weiter unten diskutiert wird.

Auch für die Reduktion oder Abschaffung von **Energie-** bzw. **Stromsteuern** sind die damit einhergehenden staatlichen Mindereinnahmen zu berücksichtigen. Allerdings haben diese Steuern weniger den Zweck, staatliche Einnahmen zu generieren. Sie haben vielmehr eine Lenkungswirkung, d. h. sie sollen das Verhalten der Marktakteure dahingehend verändern, dass diese ihren Energie- und Stromverbrauch reduzieren und ihre Energieeffizienz steigern. Bei einer Senkung oder sogar Abschaffung einzelner Steuern auf den Stromverbrauch geht diese Lenkungsfunktion verloren.

Die **Beschaffungs-** und **Vertriebskosten** fallen in den stromerzeugenden Unternehmen und an der Strombörse an. Sie können also einerseits von den stromerzeugenden Unternehmen gesenkt werden, allen voran durch technologische Fortschritte, die Produktivitätssteigerungen nach sich ziehen und so die Stromerzeugungskosten verringern. Andererseits bewirkt das erläuterte Merit-Order Prinzip an der Strombörse, dass ein starker Ausbau von erneuerbaren Energien dazu führt, dass die Stunden verringert werden, zu denen teure fossile Kraftwerke genutzt werden müssen. Dies würde die Beschaffungskosten verringern. Bei beidem könnte der Staat Kostenreduktionen unterstützen, indem er die Produktionskostenelemente und Investitionskosten, die staatlich beeinflussbar sind, verringert. Zu denken ist hier in erster Linie an Steuererleichterungen und Finanzhilfen. Sie bewirken jedoch in den öffentlichen Haushalten Mehrausgaben oder Mindereinnahmen, die ohne weitere Maßnahmen die Staatsverschuldung ansteigen lassen.

Der **CO₂-Preis** im Rahmen des europäischen Emissionszertifikatshandels (EU ETS) ist Teil der Produktionskosten, die die (fossil)-stromerzeugenden Unternehmen tragen müssen. Der Preis für ein CO₂-Emissionszertifikat ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Zertifikatsangebot und Zertifikatsnachfrage. Das Angebot wird von der EU vorgegeben und jedes Jahr reduziert, damit die EU bis 2050 klimaneutral wird. Hier hat Deutschland keine Handlungsmöglichkeiten.

6.1 Reduktion der staatlichen Industriestrompreiselemente

Zentraler wirtschaftspolitischer Ansatzpunkt für die Reduktion der deutschen Industriestrompreise sind die staatlichen Preiselemente, allen voran die Steuern und Abgaben. Wie in Abschnitt 3.1 sowie Abb. 3.4 gezeigt, sind diese Preiselemente jedoch bereits weitgehend reduziert worden. Weitere Reduktionspotenziale bestehen daher kaum. Zur dauerhaften Stabilisierung der Industriestrompreise bietet sich lediglich an, an diesen Steuer- und Abgabensenkungen auch zukünftig festzuhalten. Das verlangt dann jedoch, so wie beispielsweise bei der Abschaffung der Erneuerbaren-Energie-Umlage, eine Finanzierung der weiterhin anfallenden Ausgaben durch andere öffentliche Mittel. Hierbei ist vor allem an den **Bundshaushalt** zu denken. Dort müssen zukünftig entsprechende Finanzmittel vorgehalten werden.

6.2 Industriestrompreis und Strompreiskompensation

CDU, SPD und CSU planen in ihrem Koalitionsvertrag die Einführung eines Industriestrompreises, wobei die konkreten Ausgestaltungen des Konzepts bisher unklar bleiben. Generell wird das Instrument des **Industriestrompreises** in der Art verstanden, dass ein Stromverbrauchsvolumen in Höhe eines gewissen Anteils des historischen Stromverbrauchs des Unternehmens für die kommenden Jahre mit einem **Höchstpreis** versehen wird, und etwaige Differenzen zum tatsächlichen Strompreis vom Staat subventioniert werden. Außerdem ist geplant, die bestehende Strompreiskompensation auf weitere energieintensive Branchen auszuweiten. Die **Strompreis-kompensation** ist ein bestehendes energiepolitisches Instrument, welches einer Reihe von ausgewählten (im internationalen Wettbewerb stehenden) energieintensiven Unternehmen die **Mehrkosten** im Strompreis, welche durch die **CO₂-Bepreisung** im Rahmen des ETS entstehen, erstattet. Die CO₂-Bepreisung ist ein zentraler Kostenfaktor: Ein Gaskraftwerk, durch den Merit-Order-Mechanismus häufig der preissetzende Stromerzeuger, verursacht rund 450 Gramm CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde Strom. Bei dem aktuellen CO₂-Preis von etwa 65 Euro pro Tonne ergibt sich daraus ein Strompreisaufschlag von rund 3 Cent pro Kilowattstunde. Damit trägt der CO₂-Preis erheblich zu den gestiegenen Strompreisdifferenzen zu anderen Wirtschaftsstandorten ohne solche Emissionsbepreisung wie der USA bei.

Der angedachte Industriestrompreis soll, laut Koalitionsvertrag, nur für andere, nicht durch die Strompreiskompensation geförderte, energieintensive Unternehmen als Entlastung eingeführt werden.

Bisher gibt es allerdings kaum belastbare empirische Evidenz zur Wirksamkeit eines solchen Instruments. Eine Studie zeigt, dass ein Industriestrompreis lediglich Kostenanstiege abfedern kann, aber keine grundlegenden strukturellen Probleme löst. Simulationen zeigen, dass nur einzelne Unternehmen in wenigen Teilbranchen tatsächlich einen signifikanten Kostenschock durch steigende Strompreise erleiden (vgl. Bernhardt et al. 2023).

Befürworter des Industriestrompreises argumentieren, dass insbesondere die energieintensive Grundstoffindustrie unter erheblichem Wettbewerbsdruck steht (vgl. Südekum und Weichenrieder 2023). Eine fehlende Unterstützung könnte zur Abwanderung solcher Unternehmen führen, was wiederum die Verfügbarkeit zentraler Grundstoffe und damit ganze industrielle Wertschöpfungsketten in Deutschland gefährden könnte – auch wenn es keine robusten empirischen Belege für diesen Effekt gibt (vgl. Bernhardt et al. 2023). In Anbetracht internationaler Subventionen, etwa durch den US-amerikanischen “Inflation Reduction Act”, wächst allerdings der Druck, Unternehmen in Deutschland vergleichbare Rahmenbedingungen zu bieten.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass ein Industriestrompreis eine Kostenreduzierung für sehr energieintensive Unternehmen bedeuten könnte und die Strompreiskompensation den Wettbewerbsnachteil durch CO₂-Bepreisung verringern kann. Die damit verbunden **Kosten** müssten allerdings aus dem **Staatshaushalt** gestemmt werden. Der über allem im Koalitionsvertrag hängende Finanzierungsvorbehalt muss in der Ausarbeitung und Finanzierung solcher Instrumente angemessen behandelt werden, da der Bestand der Maßnahmen ansonsten mit großer Unsicherheit behaftet wäre.

Langfristig sollte ein Industriestrompreis als sogenannter „**Brückenstrompreis**“ ausgestaltet werden – also nur so lange greifen, bis der Ausbau erneuerbarer Energien den Strompreis wieder auf ein wettbewerbsfähiges Niveau bringt. Auch die Strompreiskompensation sollte kein ewiges Instrument sein, da es durch die Reduzierung der zusätzlichen Kosten für das Emittieren von CO₂ zu einer Verlangsamung der Transformation hin zu einer emissionsfreien oder zumindest emissionsärmeren Industrie in Deutschland führen könnte. Daher würde die Einführung eines Industriestrompreises und auch der Ausbau der Strompreiskompensation zwingend eine parallele Tempoverschärfung beim Ausbau der erneuerbaren Energien und des Stromnetzes erfordern, um ein zeitliches Ende der Subventionen zu erzwingen und festschreiben zu können, um so die Planungssicherheit für die energieintensive Industrie zu gewährleisten. Denkbar wären Verpflichtungen der Unternehmen, die diese Subventionen und staatlichen Instrumente in Anspruch nehmen, zu eigenen Transformationsbemühungen, um zusätzlich zu signalisieren, dass diese Mittel nur den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft unterstützen sollen. In jedem Fall sollte die Gewährung derartiger staatlicher Subventionen regelmäßig evaluiert werden. Im Rahmen einer **begleitenden Evaluation** dieser Subventionen sollte regelmäßig überprüft werden, ob die Strompreissubventionen ihr angestrebtes Ziel erreichen, ob sie überhaupt noch erforderlich sind und ob sie in Einklang mit anderen Subventionen und wirtschaftspolitischen Zielen sind (vgl. Bertelsmann Stiftung 2023: 31 f.).

6.3 Reform der Netzentgelte

Die Netzentgelte dienen der Finanzierung des Baus und des Betriebs der Stromnetze. Sie finanzieren somit zwei Kostenarten im Kontext der Stromnetze: die **Investitionskosten**, die für den Bau von Leitungen, Umspannwerken und Transformatoren anfallen, und die Kosten des laufenden **Netzbetriebs**. Gegenwärtig haben diese Kosten in Deutschland eine Höhe von rund 50 Milliarden Euro pro Jahr. Perspektivisch werden sie steigen, denn die deutschen Netzbetreiber planen in den kommenden 15 Jahren Investitionen in Höhe von rund 500 Milliarden Euro (vgl. Hirth, Tiedemann und Schill 2024: 1). Sofern die mit diesen Kosten verbundenen Aktivitäten wie geplant durchgeführt werden, müssen sie finanziert werden. Jede Reduzierung der Netzentgelte bei den Strompreisen muss daher gegenfinanziert werden. Vor dem Hintergrund dieses Finanzierungsbedarfs stehen zwei generelle Reformoptionen zur Diskussion.

Zum einen geht es um Reformen, die die konkrete Ausgestaltung der Netzentgelte dahingehend anpassen, dass es mehr **Anreize** für ein stromsparendes Verhalten gibt bzw. für eine erhöhte Flexibilität bei der Stromnachfrage. Derartige Maßnahmen können die Kosten der Stromerzeugung und -verteilung über ein verändertes Nachfrageverhalten reduzieren. Denkbar wären in diesem Kontext mehrere Reformansätze, von denen hier nur drei genannt werden sollen (vgl. ausführlicher Hirth, Tiedemann und Schill 2024, Bundesnetzagentur 2024c):

- Gegenwärtig sind die deutschen Netzentgelte über ein gesamtes Jahr konstant. In vielen anderen Ländern gibt es hingegen variable Elemente bei der Höhe der Netzentgelte. Die Höhe der zu zahlenden Entgelte variiert in Abhängigkeit von der Netzauslastung. Wenn es in bestimmten Zeitspannen eines Tages, einer Woche oder eines Jahres eine besonders hohe Stromnachfrage gibt, fallen überdurchschnittlich hohe Netzentgelte an. In Zeiträumen mit

einer geringen Nachfrage sind die Entgelte entsprechend niedriger. So gibt es einen ökonomischen Anreiz, die Stromnachfrage in die Phasen zu verlagern, in denen die gesamte Stromnachfrage relativ gering ist und das Stromnetz nicht vollausgelastet ist. Die Einführung von **zeitvariablen Netzentgelten** kann somit dazu beitragen, die gesamtwirtschaftliche Stromnachfrage zu glätten und Überlastungen der Stromnetzkapazitäten zu vermeiden. Wird eine Überlastung der Stromnetze vermieden, reduziert das die Betriebskosten der Stromnetze – und damit die anfallenden Netzentgelte. Außerdem kann eine zeitliche Steuerung der Stromnachfrage dazu beitragen, dass in besonders sonnigen bzw. windigen Phasen das dann hohe Angebot von mit erneuerbaren Energien produziertem Strom auf eine entsprechend hohe Stromnachfrage trifft. Ansonsten müssten die erneuerbaren Energien abgeriegelt werden, was mit Kosten verbunden ist. Für die Flexibilisierung der Netzentgelte sind verschiedene Granularitäten denkbar. Sie reichen von wenigen Zeitfenstern (z. B. Hochlast-, Standardlast- und Niedriglastfenstern) mit unterschiedlicher Dauer (z. B. Zeitfenster von 15 Minuten) bis hin zu einer vollständigen Dynamisierung an die aktuelle Netzauslastung (vgl. Kopernikus-Projekt SynErgie 2025: 2, 12).

In vielen Ländern gibt es neben den zeitlichen Netzentgeltanreizen auch regionale bzw. **lokale Anzeielemente**. Diese basieren auf folgender Überlegung: Bestimmte Regionen eines Landes können deutlich mehr Strom produzieren als sie selbst verbrauchen. In Deutschland sind das gegenwärtig z. B. die Küstenregionen, die mithilfe großer Mengen an Windenergie günstig Strom herstellen können, den sie selbst nicht vollständig verbrauchen (Region mit einem Stromerzeugungsüberschuss). Die industriereicheren Regionen Süddeutschlands haben hingegen einen hohen Strombedarf, den sie selbst nicht decken können (Stromknappheitsregionen). Bei diesen Angebots- und Nachfrageverhältnissen kann eine gezielte Reduktion der Netzentgelte in den Erzeugungsüberschussregionen den Anreiz erhöhen, das stromintensive Unternehmen ihren Standort dorthin verlagern. Das würde den Ort der Stromerzeugung und den des Verbrauchs näher zusammenbringen und so die Kosten des Stromtransports verringern. Zudem würden die Kosten für das Engpassmanagement und den Netzausbau verringert werden.

Die aktuell möglichen Erstattungsmöglichkeiten für Unternehmen bei den Netzentgelten sind in §19 StromNEV geregelt. Hier können einerseits Unternehmen Erstattungen in Anspruch nehmen, welche durch eine atypische Stromnutzung zu Zeiten mit geringer Nachfrage eine stabilisierende Wirkung auf das Netz haben. Andererseits werden auch Unternehmen begünstigt, welche einen sehr konstanten hohen Stromverbrauch haben. Hier muss überprüft werden, inwieweit ein durchgängig konstanter Stromverbrauch in Zukunft weiterhin begünstigt werden sollte, da die Nachfrageseite immer mehr für die Flexibilität im System verantwortlich sein wird (vgl. Kapitel 5). Es könnte daher sinnvoller sein, zukünftig eher solche Unternehmen zu begünstigen, welche ihren Stromverbrauch daran anzupassen, wann erneuerbare Stromerzeugung wegen zu hohem Angebot abgeregelt werden müsste.

Vom Volumen her dürften diese Reformen jedoch überschaubare Effekte auf die Industriestrompreise haben. Auch, weil die von hohen Strompreisen stärker betroffenen Unternehmen durch die Regelungen in §19 StromNEV häufig schon nur reduzierte Netzentgelte zahlen müssen. Zudem sind die angestrebten positiven ökonomischen Effekte von lokalen

Netzentgeltelemente mit einem erheblichen zeitlichen Aufwand verbunden, denn die Verlagerung von Produktionsstandorten verlangt entsprechende Investitionen.

Eine schnellere, wenn auch radikalere Reformoption besteht darin, dass die mit den Netzentgelten verbundenen Kosten nicht von den Stromkund:innen getragen werden, sondern vom Staat – genauer dem Bundeshaushalt – übernommen werden. Eine **Steuerfinanzierung** dieser Kosten wäre ordnungspolitisch gerechtfertigt, weil auch andere Netze wie das Straßen- und das Schienennetz aus dem Bundeshaushalt finanziert werden (vgl. Dullien 2023: 31). Auch die Förderung der erneuerbaren Energie wird mittlerweile, wie im ersten Kapitel erwähnt, nicht mehr durch den Strompreis finanziert, sondern aus Mitteln des Bundeshaushalts.

Diese Umstellung wäre jedoch mit erheblichen finanziellen Belastungen für den Bundeshaushalt verbunden. Um die finanziellen Anforderungen an den Staat zu reduzieren, wäre zu überlegen, ob tatsächlich alle Stromendverbraucher:innen von den Netzentgelten komplett entlastet werden sollten oder nur das produzierende Gewerbe bzw. nur besonders energieintensive Unternehmen. Dies ist letztendlich eine Frage von Werturteilen und somit rein wissenschaftlich nicht zu beantworten. Aus Gründen der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende wäre sicherlich eine Befreiung aller Verbraucher:innen, also auch der privaten Haushalte, sinnvoll. Insbesondere unter dem Blickwinkel, dass durch den zukünftigen Netzausbau die Netzentgelte in ihrer jetzigen Form absehbar nicht sinken werden. Das spräche für die komplette Steuerfinanzierung der entfallenden Netzentgelte.

Um eine zielgenauere Unterstützung zu erreichen und somit auch die finanziellen Belastungen für die Staatsfinanzen zu reduzieren, bieten sich weitere **Differenzierungen** an. Zu denken ist insbesondere an drei Kriterien:

1. **Unternehmensspezifischer Stromkostenanteil:** Ein Kriterium für eine teilweise oder sogar vollständige Entlastung von den Netzentgelten könnte der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten der Unternehmen sein. Wie in Abbildung 4.2 gezeigt, lag der Anteil der Energiekosten im Jahr 2022 bei 87 Prozent der gesamten Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Unternehmen mit einem Energiekostenanteil von 5 Prozent und weniger. Die Gewährung einer Netzentgeltentlastung könnte also an die unternehmensspezifischen Stromkostenanteile gekoppelt werden. Ab einem festzulegenden Schwellenwert wird eine teilweise Entlastung von den Netzentgelten gewährt. Die Schwellenwerte könnten gestuft werden: Je höher der Stromkostenanteil ausfällt, desto höher ist auch die Netzentgeltentlastung. Dieses Vorgehen würde jedoch eine unternehmensspezifische Identifizierung erforderlich machen, was mit einem entsprechend hohen bürokratischen Aufwand verbunden wäre.
2. **Sektorspezifische Stromkostenintensität:** Ein geringerer bürokratischer Aufwand ergäbe sich, wenn die Netzentgeltentlastungen an die Zugehörigkeit zu bestimmten Industriezweigen gebunden werden. Dafür könnte beispielsweise die in Abbildung 4.4 ausgewiesene Klassifizierung des Statistischen Bundesamts herangezogen werden. Dieses stuft fünf Industriezweige als energieintensiv ein, u.a. chemische Erzeugnisse, die Metallerzeugung und -verarbeitung sowie Glas, Keramik, Pappe und Papier. In diesem Fall würde es also zu einer sektorspezifischen Entlastung kommen, die von der Energieintensität

abhängt. Da es bei den Netzentgelten jedoch nicht um die gesamte Energiekostenintensität geht, sondern um die Stromkosten, müssten die sektorspezifischen Stromkostenanteile betrachtet werden.

3. **Exportstarke Sektoren:** Jenseits der Stromintensität der Produktion könnte auch ein anderes Kriterium herangezogen werden, nämlich das Ausmaß des **internationalen Wettbewerbsdrucks**. Unternehmen bzw. Sektoren, die einen hohen Anteil der von ihnen hergestellten Produkte im Ausland verkaufen, könnten teilweise oder komplett von den Netzentgelten befreit werden, um nicht ihre preisliche Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren. Denkbar ist auch, dass die Entlastung wiederum sektoral gewährt wird, z. B. an die besonders exportstarken Sektoren. Im Jahr 2024 exportierte Deutschland Handelsgüter im Wert von rund 1.556 Milliarden Euro. Mit fast 17 Prozent machten Kraftwagen und Kraftwagenteile den größten Anteil aus. Es folgen Maschinen (knapp 14 Prozent) und chemische Erzeugnisse (knapp 9 Prozent) (vgl. Statistisches Bundesamt 2025b: Tabelle 51000-05 und eigene Berechnungen). Mit diesen drei Warengruppen würden also fast 40 Prozent der deutschen Warenausfuhr entlastet.

Wahrscheinlich wäre ein Mix aus mehreren dieser oder auch anderer Kriterien die beste Möglichkeit diejenige Gruppe an Unternehmen zu identifizieren, welche in besonderem Maße von so einer Maßnahme in ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit profitieren würden.

Im Fall einer teilweisen oder sogar vollständigen Entlastung von den Netzentgelten sind neben den damit verbundenen staatlichen Mindereinnahmen noch weitere Aspekte zu berücksichtigen. Eine solche Regelung könnte am europäischen Beihilferecht scheitern. Hier muss gesondert geprüft werden, ob und in welcher Ausgestaltung eine Reduktion der Netzentgelte Europa-rechtlich möglich wäre. Außerdem hätte eine solche Regelung wahrscheinlich auch ungewollte Anreizeffekte zur Netznutzung von Unternehmen. Hier bräuchte es entsprechend zusätzliche Maßnahmen, um ineffiziente oder schädliche Netznutzung zu verhindern. Es müssten die **Flexibilitätsanreize**, die mit der weiter oben skizzierten Dynamisierung der Netzentgelte gesetzt werden sollen, auf anderem Wege erreicht werden.

Textbox 4: Abschätzungen zur Höhe der Mindereinnahmen bei einer Streichung der Netzentgelte für Unternehmen

Um eine **sehr grobe Abschätzung** über die Mindereinnahmen zu erhalten, die im Fall einer Reduktion der Netzentgelte anfallen würden, bietet sich eine Überschlagsrechnung an. Die Rechnung ergibt eine Kostenobergrenze, wie die Kosten aussehen könnten, wenn die gesamte Industrie und das gesamte Gewerbe eine solche Erstattung der Netzentgelte erhalten würden. Ausgangspunkt dafür ist der Stromverbrauch der Industrie (also dem Bergbau und dem Verarbeitenden Gewerbe) und des Bereichs ‚Gewerbe, Handel, Dienstleistungen‘ im Jahr 2024. In diesem Jahr lag der Stromverbrauch der Industrie bei 204 Milliarden Kilowattstunden, der des Bereichs ‚Gewerbe, Handel, Dienstleistungen‘ bei 111,5 Milliarden Kilowattstunden (vgl. BDEW 2024b: 41). Hier ist auch die Eigenstromnutzung der Industrie inbegriffen, auf welche natürlich keine Netzentgelte gezahlt werden. Dementsprechend beleuchten wir hier nur eine obere Schranke der Kosten, die eine solche Maßnahme maximal kosten könnte.

Industriekunden zahlten – wie in Abbildung 3.3. gezeigt – im Jahr 2024 durchschnittlich 4,12 Eurocent für Netzentgelte je Kilowattstunde Strom. Für Gewerbekunden betrug der Wert 9,42 Eurocent. Werden diese Durchschnittswerte mit dem Jahresverbrauch multipliziert, ergeben sich für **2024** für die Industrie Netzentgelte in Höhe von **8,4 Milliarden Euro** und **10,5 Milliarden Euro** für den Bereich, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen'. Diese Beträge sind lediglich eine grobe Überschlagsrechnung. Zu berücksichtigen ist beispielsweise, dass bestimmte energieintensive Unternehmen bereits jetzt ermäßigte Netzentgelte zahlen. Diese Ermäßigungen werden über den Aufschlag für besondere Netznutzung auf alle Endverbraucher:innen umgewälzt und summierten sich 2024 auf über 1 Milliarde Euro (Bundesnetzagentur 2024b). Dieser Betrag müsste dann auf unsere berechnete Summe aufgeschlagen werden. Wenn eine finanzielle Entlastung in Form eines geringeren Industriestrompreises angestrebt wird, sind unterschiedliche Reduktionen dieser Strompreiskomponente denkbar. Falls für den gesamten Industriebereich die Netzentgelte komplett gestrichen werden – dies entspräche dem Vorgehen bei der Erneuerbare-Energie-Gesetz-Umlage, die im Sommer 2022 gestrichen wurde – würde das Mindereinnahmen in Höhe von rund 9,4 Milliarden Euro nach sich ziehen (abzüglich der Entlastungen, die einzelnen Unternehmen bereits jetzt gewährt werden). Der durchschnittliche Strompreis für **Industriekunden** würde somit von 13,94 Eurocent je Kilowattstunde im Jahr 2024 (siehe Tabelle 3.1 im dritten Kapitel) um 4,12 Eurocent sinken und somit bei **9,82 Eurocent** liegen. Der Strompreis für **Gewerbekunden** würde von 17,09 auf sogar nur noch **7,67 Eurocent** je Kilowattstunde absinken, wenn das Netzentgelt von 9,42 Eurocent pro Kilowattstunde komplett entfallen würde. Würde der Strompreis für diese Abnehmergruppe lediglich um 50 Prozent reduziert werden, läge der zu zahlende durchschnittliche Strompreis bei **12,38 Eurocent** je Kilowattstunde. Gleichzeitig würden die Mindereinnahmen bei dieser Abnehmergruppe nicht 10,5 Milliarden betragen, sondern nur 5,25 Milliarden Euro. Durch die weiter oben angesprochenen zusätzlichen Differenzierungsmöglichkeiten (unternehmens- oder sektorspezifische Stromkostenanteile oder das Ausmaß des internationalen Wettbewerbsdrucks) würden die staatlichen Belastungen reduziert werden. Eine Quantifizierung der erwartbaren Geldbeträge im Fall einer differenzierten Anwendung dieser Maßnahme würde den Rahmen dieser Ausführungen sprengen. Die nach wie vor anfallen Kosten, für deren Finanzierung die Netzentgelte verwendet werden, müssten dann jedoch – ebenfalls so wie bei der Streichung der Erneuerbare-Energie-Gesetz-Umlage – von der öffentlichen Hand finanziert werden.

6.4 Flexibilisierung der Stromnachfrage

Wie im fünften Kapitel zum Strommarkt der Zukunft beschrieben, bedarf es neben einem starken Ausbau von erneuerbaren Energien und dem Stromnetz auch eine dritte Schlagrichtung, um die derzeitige Resilienz und Effektivität des Stromsystems beizubehalten. Dieser dritte Teil ist der Seitenwechsel der Flexibilität im Stromsystem von der Angebots- auf die Nachfrageseite. Dass dieser Seitenwechsel notwendig und alternativlos ist, haben wir im fünften Kapitel erläutert. Wir werden nicht mehr in dem jetzigen Ausmaß das **Stromangebot** kontrollieren können, da wir keinen Einfluss auf Wetter- und Windverhältnisse haben. Wir können allerdings unseren **Stromverbrauch** so anpassen, dass wir dann viel verbrauchen, wenn es ein großes Angebot gibt und weniger verbrauchen, bzw. gespeicherte Energie nutzen, wenn es ein geringeres Stromangebot gibt. Hier wollen wir noch einmal auf Möglichkeiten eingehen, die dabei eine wichtige Rolle einnehmen können und sollten.

Angefangen mit Flexibilitätsmöglichkeiten bei den kleineren Strom- und Energieverbraucher:innen, kommen wir nicht umhin, bei allen Endverbraucher:innen ein **Smart Meter** zu installieren. Smart Meter sind die Grundlage dafür, weitere Möglichkeiten der Nachfrageflexibilität bei den Endverbraucher:innen zu eröffnen. Beispiele hierfür sind flexible Tarife und netzdienliche Nutzung von Heim- und Elektromobilbatterien, um den Endverbraucher:innen einen finanziellen Anreiz zu geben, zu sinnvollen Zeiten Strom zu verbrauchen. Hierfür bedarf es auch unbedingt die technische Möglichkeit des bidirektionalen Ladens für E-Autos. Ein weiteres Beispiel, welches sowohl im kleinen privaten Haushalt als auch in größerem Maßstab möglich und nötig ist, ist der netzdienliche Betrieb von Wärmespeichern. Auch Wärmespeicher bieten die Möglichkeit zu Zeiten von großem Stromangebot, den Speicher zu füllen, um zu Zeiten von geringem Stromangebot das Netz nicht zusätzlich zu belasten. Flexibilisierungsmaßnahmen im größeren Maßstab sind mindestens genauso relevant für diese Transformation, wie die genannten dezentralen Instrumente. Natürlich bedarf es hier, wie in den meisten Fällen, eines umfassenden Instrumentenbündels, um den positiven Effekt der zeitlichen Verlagerung des Strom- (und Energie-)verbrauchs zu maximieren. Die konkreten Maßnahmen im größeren Maßstab sind hauptsächlich der Ausbau von **Großbatterien** und der Bau von großen **Elektrolyseuren**. Elektrolyseure bezeichnen Anlagen zur chemischen Herstellung von Wasserstoff, diese sollen im industriellen Maßstab vor allem im Norden gebaut werden, um direkt ein Überangebot von Windstrom zu nutzen, welches ansonsten abgeregelt werden würde.

Die konkreten politischen Maßnahmen, um die Investitionen in diesem Bereich zu fördern oder zumindest nicht strukturell zu behindern wurden bereits im BMWK mit Stakeholdern diskutiert (BMWK, 2024b) (Wedell et al. 2024). Hier sollten die bereits unternommenen Anstrengungen auch über den Regierungswechsel hinweg weitergeführt und nicht abgewürgt werden. Die Verantwortung dafür liegt insbesondere bei der Wirtschafts- und Energieministerin.

6.5 Aufteilung der deutschen Stromgebotszone

Am 28.04.2025 veröffentlichten die europäischen Stromnetzbetreiber die "Bidding Zone Review (BZR) of the 2025 Target Year" (ENTSO-E, 2025), nach Vorgabe der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, kurz ACER). Die BZR ist eine Studie, die die aktuellen Gebotszonen (Preiszone) analysiert, Netzengpässe mit häufigen Überlastungen untersucht und alternative Gebotszonen-Einteilungen vorschlägt. Für diese alternativen Gebotszonen werden die voraussichtlichen Auswirkungen auf Engpässe und Wirtschaftlichkeit analysiert. Die aktuelle BZR befasst sich insbesondere mit der Gebotszone Deutschland-Luxemburg. Grund hierfür sind die Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland, die auf verschiedenste Weise einen negativen Einfluss auf den deutschen und alle umliegenden Strommärkte haben. Nach der Veröffentlichung der BZR hat Deutschland gemeinsam mit den anderen betroffenen Mitgliedstaaten sechs Monate, also bis Ende Oktober 2025, Zeit, die Empfehlungen zu evaluieren und zu entscheiden, ob die empfohlenen Veränderungen umgesetzt werden.

Das Hauptresultat der aktuellen BZR ist, dass alle betrachteten Teilungen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht nur einen **ökonomischen Mehrwert** von mehreren hundert Millionen Euro pro Jahr generieren würden, sondern insbesondere auch die **Versorgungssicherheit**

verbessern und die Menge der Netzüberlastungen erheblich verringern würden. Den höchsten errechneten ökonomischen Mehrwert würde eine Aufteilung in fünf Teilzonen bieten mit circa 339 Millionen Euro pro Jahr, allerdings würden auch Teilungen der Gebotszone in zwei, drei oder vier Teilzonen einen ökonomischen Mehrwert von jeweils mehr als 250 Millionen Euro pro Jahr erbringen. Eine Veränderung des Status Quo durch eine Teilung der Gebotszone ist also allein aus ökonomischer Sicht dringend empfohlen.

Eines der Hauptargumente gegen jedwede Aufteilung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg ist, dass sie die liquideste und größte Gebotszone im ganzen europäischen Binnenmarkt ist und somit den Marktteilnehmer:innen erheblich bessere Marktkonditionen und Hedging-Möglichkeiten bietet als kleinere, weniger liquide Märkte. Eine Aufteilung der Gebotszone würde logischerweise dafür sorgen, dass die entstehenden Zonen jeweils eine **geringere Liquidität** und **Marktgröße** hätten. Eine Aufteilung in fünf Teilzonen hätte in diesem Punkt einen weitaus stärkeren Effekt als eine Aufteilung in zwei oder drei Teilzonen. Diese Entwicklung wird ebenfalls im BZR angesprochen. Ein Prozess zur Teilung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg muss daher zwingend mit einhergehenden Maßnahmen zur Stärkung der entstehenden Teilmärkte einhergehen.

Die untersuchten Szenarien im BZR haben die sich ergebenden Teilzonen nicht auf den Meter genau vordefiniert, allerdings lässt sich grob sagen, dass die eine Zone aus dem Norden und Osten Deutschlands, und die zweite Zone aus dem Westen und Süden Deutschlands plus Luxemburg bestehen würde. Bei drei Teilzonen würde zusätzlich der Norden und Osten getrennt werden, bei vier Teilzonen würde entsprechend der Westen und Süden getrennt und bei fünf Teilzonen würde sich ungefähr das Gebiet von Schleswig-Holstein von der nördlichen und der östlichen Teilzone zusätzlich abtrennen. In allen Fällen darf man davon ausgehen, dass die Strompreise im Norden und Osten Deutschlands deutlich sinken, und im Westen und Süden Deutschlands leicht ansteigen würden. Wobei der Preisanstieg bei mehr als vier Teilzonen im Süden stärker ausfallen würde als im Westen. Dies ergibt sich aus dem großen Angebot an erneuerbarem Strom, insbesondere Windstrom, im Norden und Osten Deutschlands. Dieser sich ergebende Preisunterschied zwischen den Zonen könnte zusätzliche industrielle Investitionsanreize für den Norden und Osten Deutschlands, sowie Anreize zum Bau erneuerbare Energien im Westen und Süden bedeuten.

Ein weiteres Hauptargument kontra Gebotszonenteilung ist die Angst vor **höheren Strompreisen** im **Westen** und **Süden Deutschlands**, dadurch dass die dortige Industrie keinen direkten Zugriff mehr auf den günstigen Windstrom aus dem Norden hätte. Dieses Argument kann zweierlei entkräftet werden. Zum einen besteht auch aktuell schon dieser Zugriff auf den günstigen Windstrom nur in der Theorie in unbegrenzter Menge. Die einzige Änderung an der Situation durch eine Gebotszonenteilung wäre eine Übertragungskapazitäten-Begrenzung schon auf Marktebene und nicht erst auf Stromverteilungsebene. Heißt, der günstige Windstrom kann immer noch in derselben Größenordnung vom Süden genutzt werden, wie heute – die Übertragungskapazitäten ändern sich nicht über Nacht – nur hat der Markt in einer Mehr-Zonen-Konfiguration die Möglichkeit diese praktisch schon vorhandene Begrenzung, in die optimale Marktlösung miteinzubeziehen. Dies hat wie oben beschrieben zur Folge, dass die Menge der Netzüberlastungen, die größtenteils durch ineffiziente Marktlösungen erzeugt werden, stark reduziert wird. Der einzige Unterschied hinsichtlich der nutzbaren Kapazitäten wäre, dass gewisse Kapazitätsmengen von den Stromnetzbetreibern zur Sicherung der Netzstabilität vorgehalten werden könnten.

Das zweite Gegenargument ist, dass der sich, nach den Berechnungen im BZR, ergebende Preisunterschied im Durchschnitt auf weniger als 7 Euro pro Megawattstunde Strom belaufen würde. Der Preisunterschied zwischen den nordöstlichen Zonen auf der einen Seite und den südwestlichen Zonen auf der anderen Seite käme allerdings insbesondere daher, dass im Vergleich zum Status Quo, der Strompreis im Norden und Osten um mehr als 5 Euro pro Megawattstunde sinken würde. Zusammengefasst lässt sich festhalten, dass die Preisschock-Angst für den Süden Deutschlands unbegründet ist, da sich die Mehrkosten nur auf ca. 1,30 Euro pro Megawattstunde belaufen würden, und eine Mehr-Zonen-Konfiguration effizientere Marktlösungen als der Status-Quo ergeben würde.

Zur Wahrheit gehört auch, dass durch die Preisveränderungen die Stromerzeuger:innen **Mindereinnahmen** von mehr als 2,3 Milliarden Euro pro Jahr verkraften müssten. Allerdings bleibt, wie oben schon genannt, bei Betrachtung aller ökonomisch relevanten Zahlen ein gesamtökonomischer Vorteil von mehr als 250 Millionen Euro.

Die **gesamtökonomischen Vorteile** ergäben sich neben den Kostenminderungen für die Verbraucher:innen durch **niedrigere Preise** und **höhere Engpasserlöse** (siehe unten) insbesondere daher, dass durch die effizienteren Marktlösungen die **Redispatch-Kosten**, über verschiedene Wetterszenarien hinweg, deutlich gesenkt würden. Das bestätigt das Ergebnis einer anderen, von der BZR unabhängigen, Simulation, die zu einer Redispatch-Kostenreduktion von über 50 Prozent für die Zwei-Zonen-Konfiguration kommt (vgl. Zinke 2023). Die BZR bemisst diese Einsparung bei den Redispatch-Kosten für alle Mehr-Zonen-Konfigurationen auf mehr als 600 Millionen Euro pro Jahr. Dies würde allen Stromverbraucher:innen zugutekommen, da diese Kosten komplett über die Netzentgelte umgewälzt werden (siehe Kapitel 1.1).

Andere Vorteile einer Aufteilung der Gebotszone wären eine bessere **Nutzung der Übertragungskapazitäten** in die Nachbarzonen sowie damit einhergehend ein erhöhter Ertrag von sogenannten Engpasserlösen von circa 1 Milliarde Euro pro Jahr. **Engpasserlöse** entstehen, wenn Strom über Gebotszonengrenzen hinweg gehandelt wird und zwischen den Gebotszonen ein Preisunterschied herrscht. Die Einnahmen durch diesen Preisunterschied müssen die Stromnetzbetreiber einbehalten und unter anderem für den Ausbau der entsprechenden Verbindungskapazitäten benutzen. Dies bedeutet, dass die deutschen Netzbetreiber, durch eine Teilung der Gebotszone in zwei oder drei Teilzonen, jährlich rund 1 Milliarde Euro mehr für Netzausbau und andere netzdienliche Investitionen zu Verfügung hätten.

Es gibt mit Sicherheit noch weitere Effekte, die bei einer Teilung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg bedacht werden müssen, trotzdem lässt sich aus den vorliegenden Daten und Analysen nur ein Schluss ziehen: Die Aufteilung der Gebotszone bietet weit **mehr Vorteile** als Nachteile. Wir empfehlen daher allen beteiligten Stakeholdern nachdrücklich die vorgeschlagenen Aufteilungen genau zu evaluieren und sich für eine der Möglichkeiten zu entscheiden. Bei einer Teilung in mehr als drei Teilzonen muss besonders die Liquidität der entstehenden Märkte bedacht werden, daher plädieren wir für eine Teilung in **drei Zonen**: Nord, Ost und Südwest.

6.6 Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Ein zentraler Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität ist die Umstellung von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien. Dazu gehören vor allem die Solar- und Windenergie, biologische Kraftstoffe sowie die Nutzung von Wasserkraft und Erdwärme (vgl. Hennicke und Fishedick 2007: 30 f.). Langfristig sind erneuerbare Energien auch für die Stromerzeugung relevant, weil sie die geringsten variablen Kosten haben – es fallen keine Kosten für Brennstoffe an, denn für Wind und Sonne muss nichts bezahlt werden.

Gegenwärtig ist der flächendeckende Einsatz klimafreundlicher Energien in der Regel allerdings noch mit höheren Kosten verbunden als fossile Energien. Aus diesem **Kostennachteil** resultiert ein **Preisnachteil**. So sind beispielsweise Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen nach wie vor auf hohe Preise angewiesen, damit alle Kosten gedeckt werden. Der Grund dafür sind die hohen anfänglichen **Investitionskosten** (vgl. Haucap und Meinhof 2022: 55). Daraus ergibt sich ein Dilemma:

- Die Anbieter:innen von erneuerbaren Energien brauchen hohe Preise für ihre Energieleistungen, damit sie die höheren Stromentstehungskosten decken können.
- Die Nachfrager:innen sind hingegen bei hohen Preisen nicht bereit, diese Energie zu kaufen. Auch wenn langfristig zu erwarten ist, dass technologische Fortschritte und Lerneffekte zu sinkenden Technologie- und Produktionskosten führen werden, sind erneuerbare Energie vorerst ohne staatliche Unterstützung noch nicht wettbewerbsfähig (vgl. Haucap et al. 2022: 695).

Zudem ergibt sich ein zweites Problem: Üblicherweise sinken die Gesamtkosten neuer Technologien nach der Einführung sehr stark. Dies gilt insbesondere für die Anschaffungs- und Installationskosten neuer Anlagen. So sind beispielsweise die Preise für Photovoltaikanlagen zwischen 2010 und 2020 um 90 Prozent gesunken. Angesichts dieser erheblichen Kostensenkungen ist es betriebswirtschaftlich rational, den Kauf entsprechender Anlagen zeitlich aufzuschieben (vgl. Wirth 2025: 8 f.). Wenn die Gesellschaft aber mit dem flächendeckenden Einsatz von Anlagen zur Herstellung erneuerbarer Energien nicht so lange warten will, muss sie potenziellen Investoren finanzielle Anreize bieten, damit sie diese Investitionen durchführen.

Zur Steigerung der preislichen Attraktivität sind zwei grundsätzliche Wege möglich: eine stärkere finanzielle Belastung fossiler Energien und eine finanzielle Entlastung erneuerbarer Energien. Soll ein Anstieg der Industriestrompreise verhindert werden, entfällt die Option einer stärkeren Belastung fossiler Energien, die zur Stromerzeugung genutzt werden. Damit bleibt nur noch die Förderung der erneuerbaren Energien.

In Deutschland erfolgt die staatliche Förderung vor allem durch das **Erneuerbare-Energien-Gesetz** (kurz: EEG). Ein Instrument besteht dabei aus staatlichen Zahlungen an die Anlagen, die erneuerbare Energien anbieten. Als dieses Gesetz am 1. April 2000 in Kraft trat, erhielten die Betreibenden von Erneuerbaren-Energie-Anlagen einen **festen Geldbetrag** pro Kilowattstunde. Dieser Betrag wurde zusätzlich zu dem Strompreis gezahlt, der sich an der Strombörse einstellt. Darüber hinaus gewährte der Staat den Anlagebetreibenden Abnahmegarantien. Beides erhöhte die Planungssicherheit der

Anlagebetreibenden und machte Investitionen in entsprechende Anlagen wirtschaftlich attraktiv. In den kommenden Jahren sanken die Kosten zur Herstellung erneuerbarer Energien. Daher wurde das Förderkonzept umgestellt. Gegenwärtig erhalten die Anlagebetreibenden eine so genannte **einseitige gleitende Marktprämie** anstelle der ursprünglichen fixen Prämie. Diese funktioniert wie folgt: Der Staat legt einen bestimmten Preis fest, den die Anlagebetreibenden in jedem Fall erhalten. Liegt der an der Strombörse geltende Preis unter diesem Mindestpreis, erhalten die Anbieter des erneuerbaren Stroms die Differenz vom Staat. Diese Form der Marktprämie wirkt also wie eine staatlich garantierte Mindestvergütung (vgl. Haucap et al. 2022: 695 f.). Die staatliche Vergütung erhalten Stromanbieter für einen Zeitraum von 20 Jahren (vgl. Wissenschaftliche Dienste des Bundestags 2019: 4).

Finanziert wurden diese staatlichen Finanzhilfen lange Zeit durch die weiter oben bereits erwähnte EEG-Umlage, die Teil des Strompreises war. Energieintensive Unternehmen wurden von dieser Abgabe befreit. Im Jahr 2002 betrug die Höhe dieser Umlage 0,25 Eurocent je Kilowattstunde Strom, stieg seitdem deutlich an und lag 2020 bei 6,76 Eurocent (vgl. Neubäumer 2024: 569). Danach wurde sie deutlich abgesenkt und ab dem 1. Juli 2022 sogar komplett abgeschafft. Seitdem wird die staatliche Förderung der erneuerbaren Energien aus dem Bundeshaushalt finanziert. Das entlastet die Stromverbraucher:innen und erhöht die Anreize zur Elektrifizierung wirtschaftlicher Prozesse (vgl. BMWK 2022: 16). Das bedeutet aber auch höhere Ausgaben für den Bundeshaushalt. Im Jahr 2024 fielen dafür rund **18,5 Milliarden Euro** an (vgl. Deutscher Bundestag 2025b: 1).

Diese Form der staatlichen Unterstützung der erneuerbaren Energien gilt mittlerweile auch international als erfolgreich. Im Jahr 2020 hatten bereits über 80 Staaten vergleichbare Regelungen (vgl. Fishedick et al. 2024: 33 f., Wissenschaftliche Dienste des Bundestags 2019: 7–11). Die Gesetze zur Förderung erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung haben in Deutschland und im Ausland zu einem erheblichen Ausbau von Anlagen zur Herstellung dieser Energien geführt (vgl. Wirth 2025: 22). Exemplarisch zeigt sich das am Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Wie Tabelle 6.1 zu entnehmen ist, stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 3,4 Prozent im Jahr 1990 auf 54,4 Prozent im Jahr 2024. Seit 2023 wird mehr als die Hälfte des deutschen Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt. In den Bereichen Wärme und Kälte sowie dem Verkehrsbereich sind Anteile der erneuerbaren Energien deutlich geringer.

TABELLE 6.1: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 bis 2024

Anteil der erneuerbaren Energien am ...	Anteile der erneuerbaren Energien in Prozent				
	1990	2000	2010	2020	2024
Bruttostromverbrauch	3,4	6,3	17,2	45,5	54,4
Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	2,1	4,4	12,4	15,0	18,1
Endenergieverbrauch Verkehr	0,1	0,5	5,9	7,5	7,2

Quellen: BMWK 2024a: 5 und Umweltbundesamt 2025b: 4.

Textbox 5: Energiewende in Dänemark

Als ein international sehr erfolgreiches Beispiel für die Energiewende gilt **Dänemark** (vgl. zu den nachfolgenden Ausführungen Clausen und Beucker 2019). Dänemark begann mit dem Umbau seiner Energieversorgung bereits Ende der 1970er Jahre. Grund waren die beiden Ölkrisen der Jahre 1973/74 sowie Ende der 1970er Jahre. Die Erdölverknappung und -verteuerung trafen das Land hart, weil es auf den Import fossiler Energie angewiesen war. So lag der Anteil von importiertem Öl und importierter Kohle im Jahr 1973 bei 99 Prozent des gesamten dänischen Energieverbrauchs. Ziel Dänemarks ist es, bis 2030 einen Strommix zu erreichen, der zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien besteht. Zudem möchte das Land zu einem Exportland von grüner Energie werden (vgl. Deutsch-Dänische Handelskammer 2023: 1). Besonders im Bereich der Wärmeversorgung setzte das Land auf den Ersatz fossiler Energien durch erneuerbare. **1978** wurden umfangreiche nationale Förderprogramme zur Förderung bzw. Entwicklung von Windenergieanlagen beschlossen. Sie wurden im Laufe der Zeit ergänzt durch weitere Förderprogramme für Solarwärmeanlagen, Biokraftstoff-Heizkessel und Heizungspumpen. Neben dieser staatlichen Förderung setzte Dänemark auf finanzielle Steuerungsinstrumente in Form von Steuern und Abgaben. Bereits **Ende** der **1980er** Jahre wurden die dänischen Umweltsteuern, vor allem Steuern auf Öl und Erdgas, erhöht. Im Jahr **1992** führte das Land eine CO₂-Steuer ein. **1993** fand eine grüne Steuerreform statt. Die Umweltsteuern und Umweltabgaben wurden spürbar erhöht. Im Gegenzug reduzierte die Regierung die Steuern auf den Produktionsfaktor Arbeit. Sie senkte beispielsweise den Arbeitgeberanteil zur Arbeitslosen- und zur Rentenversicherung, was für die Unternehmen niedrigere Arbeitskosten bedeutete. Darüber hinaus wurden die Einnahmen der staatlichen Bepreisung fossiler Energien für Kompensationszahlungen verwendet. Zu nennen sind u. a. die Erhöhung des Kindergelds und finanzielle Unterstützungen von Investitionen, die der Energieeinsparung dienen. Darüber hinaus arbeitete die dänische Regierung mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen. So fasste das Parlament **1985** und **1986** die Beschlüsse, aus der Nukleartechnik auszusteigen und auf den Bau neuer Kohlekraftwerke zu verzichten. Im Laufe der Zeit kam es zu weiteren Verboten der Nutzung fossiler Energien für Heizzwecke. So wurde im Jahr **2013** die Installation von Ölheizungen und Erdgasheizungen in neu gebauten Gebäuden untersagt. Seit **2016** gilt das Verbot des Einbaus neuer Ölkessel auch für bereits bestehende Gebäude, sofern diese in Gebieten mit einem Fernwärmeanschluss bzw. Erdgas liegen. Ein weiteres Instrument der dänischen Energiewende bei der Wärmeversorgung besteht aus einem besonderen Konzept der Wärmepreisgestaltung. Die Herstellung und der Transport von Energie über Netze zeichnen sich durch eine spezielle Kostenstruktur aus, die zu einem natürlichen Monopol führt. Wenn es für ein bestimmtes Produkt nur einen Anbieter gibt, verfügt das Monopolunternehmen über eine Marktmacht. Diese kann genutzt werden, um den Gewinn zu erhöhen. Ein Monopolunternehmen bietet daher – im Vergleich zu einem Markt mit vielen konkurrierenden Anbietern – eine geringere Gütermenge an, für die ein höherer Preis verlangt wird. Um dies zu vermeiden, unterliegt die Festlegung der Wärmepreise in Dänemark einer staatlichen Regulierung. Sie sorgt dafür, dass sich die Preise an den tatsächlichen Kosten orientieren. Zudem gehören die Wärmenetze in der Regel den Kommunen oder gemeinnützigen Organisationen. Auch das verhindert überhöhte Preise. Hinzu kommt, dass das dänische Übertragungsstromnetz dem öffentlichen Unternehmen Energinet gehört. Auch der Energiekonzern Ørsted ist mehrheitlich in Staatsbesitz (vgl. Deutsch-Dänische Handelskammer 2023: 17 f.). So hat der Staat zusätzlich Einfluss auf die Preisgestaltung im Bereich der Wärmeversorgung.

6.7 Nutzung von Atomkraft

In Deutschland wurden die letzten Atomkraftwerke im April 2023 abgeschaltet. Mit dem deutlichen Anstieg der Strom- und Energiepreise in Deutschland im Zuge des russischen Angriffs auf die Ukraine flammte jedoch die Diskussion auf, ob Deutschland wieder auf die Kernenergie zur Stromherstellung zurückgreifen sollte. Hier ist im Wesentlichen an drei Optionen zu denken: erstens den Bau neuer Kernkraftwerke bzw. die Reaktivierung abgeschalteter Anlagen, zweitens den Bau so genannter „Small Modular Reactors“ und drittens an die Kernfusion.

Der Einsatz von **Kernkraftwerken** zur Stromerzeugung scheint auf den ersten Blick attraktiv, weil so große Strommengen zu scheinbar geringen Kosten hergestellt werden können und die CO₂-Emissionen geringer sind als bei der Stromerzeugung mithilfe der Kohleverbrennung. Wegen der geringeren Emissionen fallen – anders als bei der Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen – keine hohen Kosten für den Erwerb von Emissionszertifikaten an. Hinzu kommt, dass die deutschen Kernkraftwerke bereits vollständig abgeschrieben sind. Deshalb sind die **Grenzkosten** der Stromerzeugung mithilfe von Kernenergie in Deutschland besonders niedrig und im Rahmen des Merit-Order-Prinzips die kostengünstigste konventionelle Form der Stromerzeugung. (vgl. Schult 2024). Allerdings ist der Kostenvorteil bei der Berücksichtigung **aller Kostenelemente** nicht mehr gegeben (vgl. Klöppelt, Wagner und Drechsler 2024: 2 f.):

- Kernkraftwerke unterliegen besonders hohen Sicherheitsstandards, die zu entsprechend hohen Investitions- und Betriebskosten führen.
- Die Kosten des Baus neuer Kernkraftwerke werden häufig unterschätzt. Dazu nur ein Beispiel: Der Bau des Kernkraftwerks ‚Flamanville‘ in Frankreich (Baubeginn war im Jahr 2007) sollte gemäß der ursprünglichen Planung im Jahr 2012 abgeschlossen sein und Kosten in Höhe von 3,3 Milliarden Euro verursachen. Tatsächlich wurde das Werk erst 2024 fertiggestellt. Die **Baukosten** betrugen rund 19 Milliarden Euro. Generell sind die Kosten des Baus von Kernkraftwerken in den letzten Jahren spürbar gestiegen. Im Durchschnitt verursacht der Neubau eines Kernkraftwerks in den entwickelten Industrienationen gegenwärtig rund 10 Milliarden Euro. Unter Berücksichtigung dieser Anfangsinvestitionskosten würde eine Kilowattstunde Erzeugungskapazität Atomstrom rund 10.000 US-Dollar kosten.
- Neben den Anfangsinvestitionen sind auch die Kosten des Rückbaus sowie der Endlagerung der radioaktiven Abfälle zu berücksichtigen. Letztere sind kaum kalkulierbar. Dazu gehört auch, dass es in Deutschland bis jetzt noch kein genehmigtes Endlager für hochradioaktive Abfälle gibt. Damit sind die Kosten für die **Atommüllendlagerung** schwer kalkulierbar.

Diese grundlegenden Kostenerwägungen gelten auch für die **Reaktivierung** der deutschen Kernkraftwerke, die in den letzten Jahren abgeschaltet wurden. Deren erneute Inbetriebnahme wäre mit kostspieligen Sicherheitsprüfungen verbunden. Hinzu kommen Hürden bei der Beschaffung der erforderlichen Brennelemente sowie bei der Rekrutierung von geeignetem Fachpersonal. So dauert die Beschaffung neuer Brennelemente in der Regel zwei Jahre. Auch Ersatzteile müsste neu beschafft werden, da die Anlagenbetreiber bestehende Vorräte wegen des beschlossenen und mittlerweile auch durchgeführten Atomausstiegs abgebaut haben. Die größte

Hürde sind auch bei der Frage der Reaktivierung bestehender Anlagen die Kosten der Atommüllendlagerung. Gegenwärtig müssten die Anlagenbetreiber:innen 2,5 Milliarden Euro als so genannte Deckungsvorsorge aufbringen. Angesichts dieser finanziellen Belastung lehnen die Atomkonzerne den Weiterbetrieb ihrer Anlagen ab (vgl. Doms 2022: 4).

Auch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) kamen im März 2022 zu der Einschätzung, dass eine Laufzeitverlängerung der zu dem Zeit noch genutzten drei deutschen Atomkraftwerke nicht zu empfehlen sei: „Beide Ministerien kommen zu dem Ergebnis, dass eine Verlängerung der Laufzeiten nur einen sehr begrenzten Beitrag zur Lösung des Problems leisten könnte, und dies zu sehr hohen wirtschaftlichen Kosten, verfassungsrechtlichen und sicherheitstechnischen Risiken. Im Ergebnis einer Abwägung von Nutzen und Risiken ist eine Laufzeitverlängerung der drei noch bestehenden Atomkraftwerke auch angesichts der aktuellen Gaskrise nicht zu empfehlen“ (BMUV und BMWK 2022).

Eine mögliche Alternative zur Stromerzeugung mit Kernkraftwerken besteht aus den so genannten „**Small Modular Reactors**“ (im Folgenden kurz SMR). SMR-Konzepte gehen zurück auf Entwicklungen in den 1950er Jahren. Damals bezogen sie sich vor allem auf das Ziel, Atomkraft in militärischen Unterseebooten als Antriebskraft zu nutzen (vgl. Pistner et al. 2021: 16). SMR-Konzepte zeichnen sich durch zwei Merkmale aus (vgl. enco 2022: 7):

- Es handelt sich um kleine Reaktoren, deren elektrische Leistung maximal 300 Megawatt beträgt. Zum Vergleich: Herkömmliche Kernkraftwerke erreichen häufig 1.000 Megawatt pro Reaktorblock (vgl. Menn 2023).
- Die Produktion dieser Anlagen erfolgt zumindest für Teile modular. Das bedeutet, dass bestimmte Reaktormodule standardisiert und industriell hergestellt werden, um anschließend vor Ort zusammengesetzt werden.

Sowohl bezüglich der **Sicherheit** als auch der preislichen Wettbewerbsfähigkeit von SMR-Konzepten besteht nach wie vor eine hohe Unklarheit. Das liegt vor allem daran, dass es bis jetzt kaum Erfahrungen mit diesem Konzept gibt. Mit Blick auf die Sicherheitsaspekte kommt z. B. eine 2021 im Auftrag des Bundesamts für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung erstellte Studie zu der Einschätzung, dass es (noch) nicht möglich ist festzustellen, ob SMR-Konzepte gegenüber Kernkraftwerken ein höheres Sicherheitsniveau erreichen oder nicht (vgl. Pistner et al. 2021: 23).

Auch die **preisliche Attraktivität** von SMRs ist nicht gesichert. Weil es keine ausreichende Datenlage über die Höhe der Stromentstehungskosten mithilfe von SMR gibt, ist eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von SMR problematisch. Das gilt sowohl für die anfänglichen Baukosten als auch für die laufenden Betriebskosten sowie die Kosten des Umgangs mit radioaktiven Abfällen:

- Die **Baukosten** von SMR sind, so wie bei allen neuen Technologien, zunächst einmal recht hoch. Kostenreduktionen, die sich aus Skalen- Lerneffekten ergeben, stellen sich erst bei großen Produktionsmengen ein. Die bereits erwähnte Studie im Auftrag des Bundesamts für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung ist beispielsweise der Ansicht, „dass im Mittel dreitausend SMR produziert werden müssten, bevor sich der Einstieg in die SMR-Produktion lohnen würde. Es ist somit nicht zu erwarten, dass der aktuelle Kostennachteil von

Reaktoren mit kleiner Leistung durch Lern- bzw. Masseneffekte kompensiert werden kann“ (Pistner et al. 2021: 19). Andere Autor:innen gehen davon aus, dass mithilfe von SMR produzierter Strom konkurrenzfähig werden könnte, wenn mehrere Dutzende SMR gebaut sind (vgl. enco 2022: 30).

- Ebenfalls hoch ist die Unsicherheit über die laufenden **Betriebskosten**. Entwickler:innen und Anbieter:innen veröffentlichen keine detaillierten Prognosen über diese Kosten. Grund dafür dürfte vor allem sein, dass es in dem immer noch frühen Entwicklungsstadium von SMR-Konzepten in der Stromerzeugung keine belastbaren Prognosen gibt. Gleiches gilt für anfallende Wartungskosten (vgl. enco 2022: 30).
- Schließlich gelten bezüglich der Lagerungskosten der anfallenden **radioaktiven Abfälle** die gleichen Kostenunsicherheiten wie auch bei Kernkraftwerken.

Im Ergebnis bedeutet dies mit Blick auf die Kosten des Einsatzes von SMR in der Stromerzeugung, „dass sowohl die Bau- als auch die Betriebskosten derzeit nur geschätzt werden können“ (enco 2022: 31). Wegen der fehlenden Lern- und Skaleneffekte ist davon auszugehen, dass diese Mini-Kernkraftwerke in den ersten Jahren mit deutlich höheren Stromerstellungskosten verbunden wären als beispielsweise Strom, der mit erneuerbaren Energien produziert wird. Eine Simulation mit Zufallsstichproben des DIW Berlin geht beispielsweise davon aus, dass die durchschnittlichen Stromentstehungskosten von SMR zwischen 213 und 581 US-Dollar je Megawattstunde Strom liegen würden und damit kostenmäßig nicht wettbewerbsfähig wären (vgl. Wimmers et al. 2023: 115 f.).

Für die fehlende preisliche Wettbewerbsfähigkeit von Mini-Kraftwerken spricht auch der Umstand, dass das Unternehmen NuScale Ende 2023 mitteilen musste, dass der geplante Bau des ersten Mini-Kraftwerks im US-Bundesstaat Idaho nicht durchgeführt wird. Grund dafür ist, dass das Unternehmen NuScale, welches als eines der Vorreiter-Unternehmen im Bereich der SMR-Technologien gilt, die eigenen Kostenschätzungen massiv nach oben korrigieren musste. Die geplanten Kosten des Projekts lagen ursprünglich bei 5,3 Milliarden US-Dollar. 2023 erreichten die erwarteten Kosten hingegen einen Betrag von 9,3 Milliarden Dollar. Die Kosten je Megawattstunde Strom stiegen somit von 55 auf 89 Dollar. Dabei wurden bereits 4 Milliarden Dollar an Subventionen eingerechnet, ohne die der Preis einer Kilowattstunde Strom deutlich höher gewesen wäre (vgl. Menn 2023).

Insgesamt dürften SMR-Konzepte somit keine wirtschaftlich sinnvolle Alternative für günstige Strompreise in Deutschland sein. Es ist aus unserer Sicht daher sinnvoller, Forschungs- und Entwicklungskapazitäten sowie die dafür erforderlichen finanziellen Mittel in die Förderung von erneuerbaren Energien inklusive der erforderlichen Speicher- und Flexibilisierungsoptionen zu investieren.

Die dritte Möglichkeit, Kernkraft zu nutzen, könnten Fusionsreaktoren sein, die eine klimafreundliche und theoretisch unbegrenzte Stromquelle bedeuten könnten. Es ist aus wissenschaftlicher Sicht mit Sicherheit lohnend weiterhin in diesem Bereich Forschung zu betreiben, allerdings gehen Experten davon aus, dass ein Fusionskraftwerk frühestens in 20 bis 25 Jahren in das Stromsystem einspeisen könnte (Wurbs et al., 2024). Bis dahin muss Deutschland bereits lange ein komplett klimaneutrales Stromsystem haben. Fusionsreaktoren können in dieser

Transformation also aus heutiger Sicht keinen Beitrag leisten. Natürlich könnte es in den nächsten Jahren einen Durchbruch in der Forschung zu diesem Thema geben, welcher eine frühere Markteinführung möglich machen würde, allerdings sollte Deutschland als weltweit viertgrößte Volkswirtschaft nicht auf so ein extrem unwahrscheinliches Szenario setzen.

Zusammengefasst kann Atomkraft in jeglicher Form nicht sinnvoll zur Lösung der Preis- und Transformationsaufgabe in unserem Stromsystem beitragen.

6.8 Fracking als Brückentechnologie?

Erdgas gilt als eine Brückentechnologie auf dem Weg zu einer Umstellung auf erneuerbare Energien in Deutschland. Für die Stromerzeugung und die Strompreise ist Erdgas vorteilhaft, weil die damit verbundenen Umweltbelastungen durch Treibhausgase und Feinstaubemissionen niedriger sind als bei anderen fossilen Energieträgern. Allerdings sind Gaskraftwerke in der Regel die **teuersten Kraftwerke**. Daher haben sie beim Merit-Order-Prinzip einen großen Einfluss auf die Strompreise – ist die Stromnachfrage so hoch, dass diese Kraftwerke zum Zuge kommen, bestimmen sie den zu zahlenden Strompreis.

Im Jahr 2023 lag die in Deutschland insgesamt verfügbare Menge an Gas bei rund 1.010 Terawattstunden. Lediglich 42 Terawattstunden davon waren das Resultat der inländischen Förderung. Rund 968 Terawattstunden Erdgas importierte Deutschland aus dem Ausland. Als Drehscheibe des europäischen Erdgasmarktes exportiert Deutschland jedoch auch einen Teil dieses Erdgases in andere Länder. Im Jahr 2023 waren das rund 187 Terawattstunden. Der inländische Erdgasverbrauch betrug 811,5 Terawattstunden, 12 Terawattstunden Erdgas wurden per Saldo eingespeichert (vgl. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2025: 218). Deutschland ist somit ein Nettoimporteur von erheblichen Erdgasmengen und daher auf ausländische Zulieferer angewiesen.

Bis zum Angriff Russlands auf die Ukraine bezog Deutschland hohe Teile der erforderlichen Erdgasimporte aus Russland. In der Spitze importierte Deutschland bis zu 55 Milliarden Kubikmeter russisches Erdgas (vgl. Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. 2024: 4). Bis dahin konnte Deutschland zu relativ niedrigen Preisen russisches Pipeline-Gas nutzen. Die damit verbundenen Transportkosten liegen unter denen, der mit dem Import von **Flüssiggas** (Liquefied Natural Gas, kurz LNG) verbunden sind (vgl. Hecking und Weiser 2018: 41). Hierfür muss Erdgas auf rund minus 162 Grad Celsius abgekühlt werden, damit es verflüssigt wird und anschließend in speziellen LNG-Tankern vom Förderland nach Deutschland transportiert werden kann. In Deutschland sind Importterminals erforderlich, die das verflüssigte Gas lagern und wieder in Gas umwandeln, das dann in das deutsche Gasnetz eingespeist werden kann (vgl. Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. 2024: 3).

Der Aufbau und Betrieb einer **LNG-Infrastruktur** ist mit hohen Kosten verbunden, was zu entsprechend hohen Gaspreisen führt. Für eine grobe Abschätzung der Mehrkosten von Flüssiggas gegenüber Pipeline-Gas hier die Schätzungen einer 2017 erstellten Studie. Sie schätzt die Kostenersparnis, die sich durch den Bau und Betrieb von Nordstream 2 dadurch ergeben, dass Europa so das teurere Flüssiggas durch preiswerteres **Pipeline-Gas** ersetzen kann. Die Höhe der Ersparnis hängt dabei von der weltweiten Erdgasnachfrage ab (vgl. Hecking und Weiser 2018: 42):

- Bei einer niedrigen weltweiten Erdgasnachfrage ist auch der Preis für Flüssiggas relativ niedrig. Die EU als Ganzes hätte in diesem Fall durch Nordstream 2 im Jahr 2020 rund 7,9 Milliarden Euro eingespart. 2025 läge der Betrag bei 12,9 Milliarden Euro.
- Bei einer hohen globale Erdgasnachfrage und damit auch höheren LNG-Preis liegen die geschätzten Einsparungen der EU bei 24,4 Milliarden Euro im Jahr 2020 und 34,8 Milliarden Euro im Jahr 2030.
- Die für Deutschland berechneten entsprechenden Einsparungen wurden für das Jahr 2020 auf 2,0 Milliarden Euro im Fall einer geringen weltweiten Erdgasnachfrage geschätzt und auf 5,9 Milliarden Euro bei einer hohen Nachfrage.

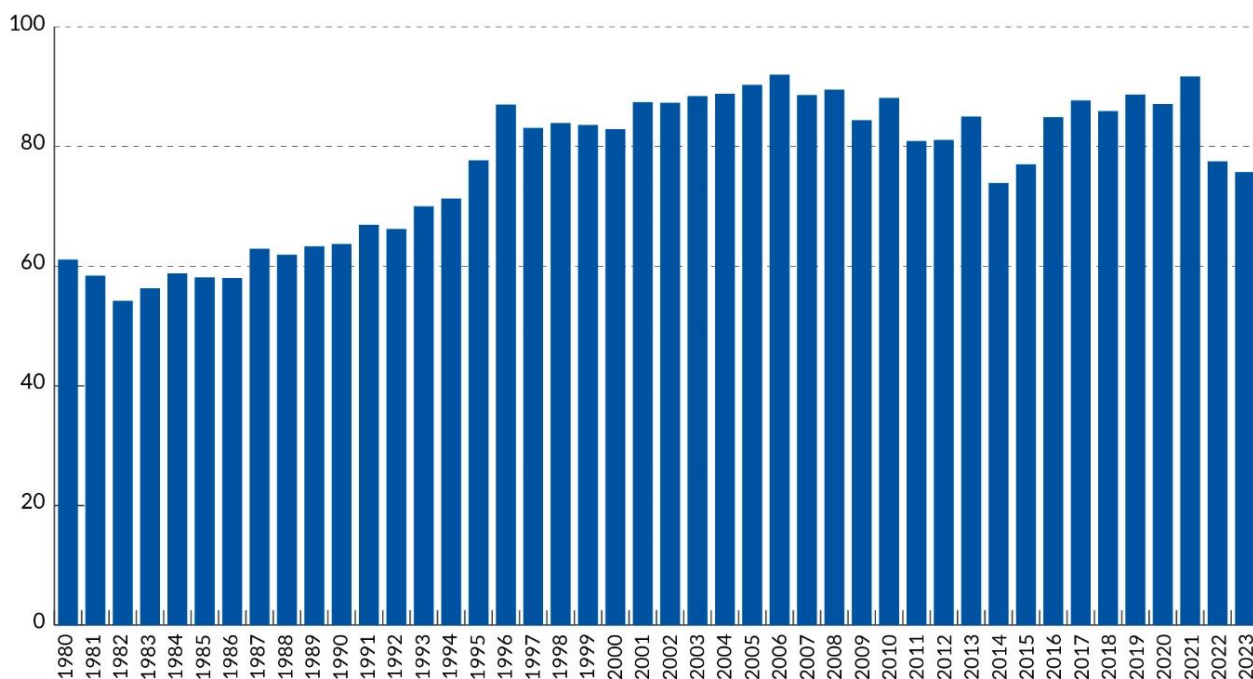
Wegen des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine ist ein Import russischen Pipeline-Gases keine Option mehr für Deutschland. Der Bau neuer Pipelines zwischen Deutschland und anderen Erdgasexportländern ist wegen der hohen Investitionskosten und der voraussichtlich nur noch geringen Nutzungsdauer von Erdgas in Deutschland betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die Nutzung von Erdgas zur Stromerstellung. Aktuell hat Deutschland das Ziel, dass im Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des verbrauchten Stroms aus **erneuerbaren Energien** stammt. Im Jahr **2035** soll der in Deutschland verbrauchte Strom sogar fast vollständig aus diesen Energien stammen (vgl. Umweltbundesamt 2022: 2).

Eine Alternative zum Import von Flüssigerdgas besteht aus der Förderung von Gas aus so genannten **unkonventionellen Lagerstätten** in Deutschland, was den Einsatz des Frackings erfordert. Der Begriff **Fracking** leitet sich aus dem englischen Wort „to fracture“ ab, was so viel wie aufbrechen oder spalten bedeutet. Beim Fracking werden Flüssigkeiten unter einem hohen Druck mehrere hundert oder auch mehrere tausend Meter tief in den Boden gepumpt. Diese Flüssigkeit – zum allergrößten Teil Wasser, das jedoch noch mit weiteren Mitteln versetzt wird – wird als „Fracking-Fluid“ bzw. „**Frac-Fluid**“ bezeichnet. Dadurch kommt es zu Rissen in gashaltigen Gesteinsschichten. Die dem Wasser beigefügten Mittel halten diese Risse offen. Diese künstlichen Risse werden auch „Frac“ genannt. Durch sie entweicht das in dem Gestein enthaltene Gas, das dann über Rohre an die Erdoberfläche gelangt. Bei konventionellen Erdgasvorkommen hat sich das Gas in durchlässigen Speichersteinen gesammelt. In diesem Fall muss lediglich eine Bohrung zu dieser Lagerstätte erfolgen. Von dort gelangt das Gas ohne weitere technische Hilfen durch ein Rohr an die Oberfläche. Im Falle einer unkonventionellen Lagerstätte ist das Gas hingegen im Gestein enthalten und muss diesem entweichen. Da es sich bei den gashaltigen Gesteinen meistens um Schiefergestein handelt, wird dieses Gas auch **Schiefergas** genannt (vgl. Gierds et al. 2023: 4).

Über die Höhe des in Deutschland verfügbare **Schiefergasvolumens** gibt es unterschiedliche Schätzungen. Das technisch förderbare Volumen in Tiefen zwischen 500 und 5.000 Meter wird im Mittel auf rund **940 Milliarden Kubikmeter** geschätzt. Ohne die Vorräte im Bereich von 500 bis 1.000 Metern Tiefe liegt das entsprechende Volumen im Mittel bei **800 Milliarden Kubikmeter** (vgl.

Umweltbundesamt 2022: 2).¹ Eine Milliarde Kubikmeter Erdgas entspricht dabei etwa zehn Terawattstunden Erdgas (vgl. Gierds et al. 2023: 5, Fußnote 6). Der jährliche Erdgasverbrauch Deutschlands lag im Durchschnitt der letzten zehn Jahre (2014 bis 2023) bei rund 83 Milliarden Kubikmeter pro Jahr (siehe Abb. 6.1). Rechnerisch könnte Deutschland daher seinen Bedarf auf Basis der durchschnittlichen Schätzung von 940 Milliarden Kubikmeter für fast 11,5 Jahre durch die eigenen Schiefergasvorkommen decken. Die Spannweite der Schätzungen ist jedoch hoch. So schätzte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in einer 2016 veröffentlichten Studie das technisch förderbare Schiefergasvolumen in einer Tiefe zwischen 1.000 und 5.000 Metern auf 320 bis 2.030 Milliarden Kubikmeter. Werden auch die Vorkommen in einer Tiefe von 500 bis 1.000 Metern hinzugezogen, erhöht sich das geschätzte Volumen auf 380 bis **2.340 Milliarden Kubikmeter** (vgl. BGR 2016: 86). Der letztgenannte Höchstwert würde den Bedarf von rund **28 Jahren** decken, sofern der jährliche Bedarf in Deutschland auf dem durchschnittlichen Niveau der Jahre 2014 bis 2023 verharret.

ABBILDUNG 6.1: Jährlicher Erdgasverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2023, Angaben in Milliarden Kubikmeter



Quelle: Statista auf Basis von Energy Institute 2024, Download der Daten am 2.4.2025.

BertelsmannStiftung

Bezüglich der **tatsächlichen Nutzung** der geschätzten Schiefergasvorkommen in Deutschland gibt es jedoch einige Einschränkungen. Teile dieser Vorräte liegen beispielsweise in Naturschutzgebieten oder unter Städten und sind daher nicht förderbar. Hinzu kommt, dass es technische Restriktionen bezüglich der jährlich maximal förderbaren Mengen gibt. Fachleute schätzen, dass Deutschland pro

¹ Die Unterscheidung zwischen den beiden Tiefen (500 bis 1.000 Meter und tiefer als 1.000 Meter) ist relevant, weil bei den tiefer liegenden Gasvorräten die Gefahr einer Verschmutzung des Grund- und des Oberflächenwassers geringer ist – diese Tiefen liegen weit unter dem typischen Grundwasserspiegel. Auf die Förderung von Schiefergasvorkommen im Bereich von 500 bis 1.000 Metern unter der Erdoberfläche könnte daher aus Umweltschutzgründen verzichtet werden.

Jahr fünf bis zehn Milliarden Kubikmeter fördern könnte (vgl. Gierds et al. 2023: 5). Bezogen auf den durchschnittlichen Jahresverbrauch der Jahre 2014 bis 2023, also die bereits genannten 83 Milliarden Kubikmeter Erdgas, sind das rund **sechs bis 12 Prozent des jährlichen Erdgasverbrauchs**.

Selbst wenn Deutschland umgehend mit einem Fracking beginnen würde, wären fossile Energieträger – also auch Schiefergas – nach der aktuellen Zielvorgabe nur noch bis **2035** für die Stromerzeugung nutzbar. Wird der gesamte Erdgasverbrauch betrachtet, will Deutschland **2045** klimaneutral sein. Damit wäre Schiefergas noch rund 20 Jahre nutzbar. Selbst bei einer jährlichen Fördermenge von zehn Milliarden Kubikmetern Schiefergas pro Jahr könnte Deutschland somit nur **200 Milliarden Kubikmetern** Schiefergas fördern, also nicht einmal das als Untergrenze geschätzte gesamte Volumen von 320 Milliarden Kubikmeter Schiefergas.

Eine zweite Hürde für die Förderung des deutschen Schiefergases durch ein Fracking sind die damit verbundenen **Umweltgefahren**. Folge Aspekte spielen dabei die wichtigste Rolle:

- **Wasserverbrauch:** Über die Höhe der Wassermengen, die für eine Bohrung erforderlich ist, herrscht kein Konsens. Der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie ging 2022 von einem Verbrauch von 300 bis 600 Kubikmeter Wasser je Frac aus. Eine von der Expertenkommission Fracking in Auftrag gegebene Studie kommt zu einem Verbrauch von bis zu 19.000 Kubikmeter Wasser je Bohrung aus, wobei die Anzahl der Fracs je Bohrung jedoch sehr unterschiedlich sein kann. Unabhängig von diesen Unsicherheiten ist jedoch davon auszugehen, dass es wegen der zahlreichen erforderlichen Bohrungen zu einem erhöhten Wasserverbrauch durch das Fracking kommen würde. Hinzu kommt, dass diese Bohrungen regional konzentriert erfolgen würden. Daher ist eine regionale Verschärfung von Wasserknappheiten bei Trockenheit und Dürren durch das Fracking nicht auszuschließen (vgl. Gierds et al. 2023: 8, Umweltbundesamt 2022: 6 sowie die dort angegebene Literatur).
- **Wasserqualität:** Verschiedene für Deutschland vorliegende Arbeiten kommen insgesamt zu der Einschätzung, dass eine Kontaminierung von Oberflächenwasser und Grundwasser durch das Fracking zwar nicht auszuschließen ist, das Risiko jedoch nicht höher ist als bei konventionellen Erdgasförderungen. Weltweit sind keine entsprechenden Kontaminierungen durch Frac-Fluide bekannt (vgl. Gierds et al. 2023: 9, Umweltbundesamt 2022: 6 f. sowie die dort angegebene Literatur).
- **Methanemissionen:** Sowohl bei der Erdgasförderung als auch bei der Verarbeitung von Erdgas entweicht ein Teil des Gases in die Atmosphäre. Erdgas bzw. Methan ist ein äußerst schädliches Treibhausgas. Ob das Fracking im Vergleich zur konventionellen Erdgasförderung mehr Methanemissionen verursacht, wird in der Wissenschaft nicht eindeutig beantwortet. Da jedoch der größte Teil der Methanemissionen nicht bei der Erdgasförderung anfällt, sondern bei der Weiterverarbeitung entlang der Erdgas-Wertschöpfungskette, gehen die meisten Schätzungen davon aus, dass vom Fracking keine wesentlich höheren Treibhausgasemissionen zu erwarten sind als bei der konventionellen Erdgasförderung (vgl. Gierds et al. 2023: 9 f., Umweltbundesamt 2022: 7 sowie die dort angegebene Literatur).
- **Verursachung von Erdbeben:** Eingriffe in den Untergrund durch das Fracking können zu seismischen Ereignissen, also Erdbeben führen. In den vergangenen Jahren gab es weltweit

einige Erdbeben, die mit Fracking-Bohrungen in Verbindung gebracht wurden. Für Deutschland wird das Risiko eines durch Fracking ausgelösten seismischen Ereignisses als sehr gering eingeschätzt. Vollkommen ausgeschlossen werden können derartige Erdbebenrisiken jedoch nicht (vgl. Gierds et al. 2023: 7, Umweltbundesamt 2022: 7 sowie die dort angegebene Literatur).

Insgesamt kommen die meisten für Deutschland vorliegenden Untersuchungen zu der Einschätzung, dass Umweltrisiken in Deutschland nicht gegen den Einsatz des Frackings sprechen. Dazu drei Einschätzungen:

- Die **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe** kam 2016 zu der Einschätzung, dass ein Aufstieg von Fracking-Fluiden über natürliche oder künstliche geschaffene Risse zumindest bei den in Norddeutschland anzutreffenden Gegebenheiten äußerst unwahrscheinlich ist. Auch die Erdbebengefährdung wurde als wenig wahrscheinlich angesehen. „Aus geowissenschaftlicher Sicht kann daher grundsätzlich, unter Einhaltung der gesetzlichen Regelungen und der erforderlichen technischen Standards, der Einsatz der Fracking-Technologie kontrolliert und sicher erfolgen“ (BGR 2016: 175).
- Die **Expertenkommission Fracking** gab 2021 drei Studien in Auftrag, die sich mit den Umweltrisiken des Frackings auseinandersetzten. Auf Basis dieser drei Studien, die internationale Erfahrungen und Szenarien für Deutschland beinhalten, kommt die Expertenkommission zu folgendem Ergebnis: „Die Studien zeigen, dass sich die Umweltrisiken aufgrund von Fracking unkonventioneller Lagerstätten durch eine angepasste Steuerung und Überwachung der Maßnahmen minimieren lassen“ (Expertenkommission 2021: 3). Voraussetzung dafür ist der Einsatz der modernsten Techniken und Materialien.
- Eine gemeinsame Publikation der **Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina**, der **Union der deutschen Akademien der Wissenschaft** und von acatech, der **Deutschen Akademie der Technikwissenschaften** aus dem Jahr 2023 kommt zu folgender Einschätzung: „Durch Fracking induzierte Umweltrisiken, die oft als Argument gegen Fracking genannt werden, sind laut Fachleuten sehr gering – wenn auch nicht ausgeschlossen“ (Gierds et al. 2023: 15).

Ob die Förderung von Schiefergas durch Fracking in Deutschland eine sinnvolle Brückentechnologie zur Reduzierung der Strompreise sein kann, ist jedoch auch eine **ökonomische Frage**.

In den USA werden fast 80 Prozent des geförderten Erdgases mithilfe des Frackings aus unkonventionellen Lagerstätten gewonnen (vgl. Expertenkommission Fracking 2021: 8). Zudem wird diese Form der Erdgasförderung in den USA bereits seit geraumer Zeit eingesetzt. Die USA haben daher allein bis 2020 rund zwei Millionen entsprechende Bohrungen durchgeführt (vgl. Gierds et al. 2023: 7). Die damit verbundenen Skalen- und Lerneffekte haben zur Folge, dass die Kosten des Frackings in den USA relativ niedrig sind. Deutschland verfügt – anders als die USA – nicht über eine vollentwickelte Fracking-Industrie. Skalen- und Lerneffekte liegen daher ebenfalls nicht vor. Die Fracking-Kosten werden deshalb, zumindest in den ersten Jahren, in Deutschland spürbar höher sein als in den USA. Wie hoch die Förderkosten des Frackings in Deutschland jedoch sein würden, ist ungewiss. Schätzungen gehen davon aus, dass diese Kosten bei 26 bis 43 Euro je

Megawattstunde Erdgas liegen würden. Bei diesen Produktionskosten, die weder Transportkosten und Gewinnspannen enthalten noch die Kosten von Umweltauflagen, müssten die zukünftigen Erdgaspreise entsprechend hoch sein. Bei einem weltweiten Trend hin zu klimafreundlichen Energien dürfte jedoch die globale Erdgasnachfrage tendenziell sinken. Eine nachlassende Nachfrage ließe den Erdgaspreis sinken. Ob ein durch Fracking gefördertes Erdgas daher preislich wettbewerbsfähig ist, gilt als äußerst fraglich. Nur wenn die Förderkosten im unteren Bereich der genannten Schätzungen liegen und gleichzeitig nur geringe Kosten für erforderliche Umweltschutzauflagen anfallen, wäre dieses Fracking-Gas preiswerter als importiertes Flüssiggas (vgl. Gierds et al. 2023: 13–15).

Im Kontext der preislichen Wettbewerbsfähigkeit der Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten ist schließlich noch der **zeitliche Aspekt** des Frackings zu berücksichtigen. Hier sind zwei Aspekte bedeutsam:

- Zum einen ist festzustellen, dass der Einsatz der Fracking-Technologie in Deutschland mit erheblichen **Vorlaufzeiten** verbunden wäre. Die Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die erforderlichen gesetzlichen Anpassungen (vor allem im Bereich des Berg- und Wasserrechts) nehmen Zeit in Anspruch. Als realistisch werden fünf bis neun Jahre angegeben, die vergehen, bis Fracking-Bohrungen in der Produktion eingesetzt werden können. Falls die Planungs- und Genehmigungsprozesse deutlich verkürzt werden könnten, ließe sich diese Vorlaufzeit auf drei bis vier Jahre verkürzen (vgl. Gierds et al. 2023: 12 f.). Angesichts dieser Vorlaufzeiten dürfte ein Fracking-Einsatz in Deutschland also realistischerweise frühestens Ende der 2020er Jahre möglich sein.
- Neben diesem Startpunkt eines möglichen Frackings in Deutschland ist auch der **Endpunkt** eines Fracking-Einsatzes zu berücksichtigen. Wie bereits erwähnt, soll die gesamte Stromerzeugung in Deutschland ab dem Jahr 2035 nur noch auf Basis Erneuerbarer Energien erfolgen. Mit dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 ist der Verbrauch fossiler Energieträger nach der aktuell gültigen Gesetzeslage über 2045 nicht mehr zulässig beziehungsweise nur noch in minimalem Umfang.

Angesichts dieser zeitlichen Restriktionen kann eine erst noch aufzubauende Fracking-Infrastruktur in Deutschland also nur über einen Zeitraum von rund 15 Jahren genutzt werden. Wegen der hohen Erschließungskosten lohnt sich das Fracking in unkonventionellen Lagerstätten in der Regel nur, wenn diese Anlagen 20 bis 30 Jahre betrieben werden (vgl. Expertenkommission Fracking 2021: 9). Bei einer deutlich kürzeren Nutzungszeit müssen die getätigten Investitionen über einen kürzeren Zeitraum abgeschrieben werden. Das führt zu **höheren jährlichen Abschreibungen** und damit höheren Produktionskosten.

Unter Berücksichtigung dieser Kostenaspekte dürfte ein **Fracking** in Deutschland ökonomisch betrachtet **keine sinnvolle Alternative** zu importierten Flüssiggas sein. So kommt auch das Umweltbundesamt zu der Einschätzung, dass eine „wirtschaftliche Förderung von Schiefergas in Deutschland ... über realistische Planungs-, Genehmigungs- und Förderzeiträume ... weiterhin nicht gegeben“ ist (Umweltbundesamt 2022: 4). Zudem weist das Umweltbundesamt darauf hin, dass der Einstieg in die Schiefergasförderung ein falsches Signal bezüglich der ökologischen Transformation senden würde. Sinnvoller ist stattdessen die Förderung der Erneuerbaren Energien in Deutschland

(vgl. Umweltbundesamt 2022: 10). Zur Überbrückung bietet sich stattdessen der vermehrte Import von Flüssiggas an. Diese Option hat zudem den Vorteil, dass die **LNG-Importinfrastruktur** zukünftig auch für den Import von grünem Wasserstoff genutzt werden kann (vgl. Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. 2024: 4). Grüner Wasserstoff ist Wasserstoff, der unter Einsatz von Erneuerbaren Energien aus der Zerlegung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gewonnen wird. Er gilt als ein zentraler Baustein auf dem Weg zu Klimaneutralität (vgl. Petersen 2023). Da Erneuerbare Energien zentral für die Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff sind, haben sonnen- und windreiche Regionen einen Preisvorteil bei der Herstellung von grünem Wasserstoff. Daher gibt es Prognosen, die erwarten, dass Deutschland bis 2050 rund 75 Prozent des jährlichen Wasserstoffbedarfs durch Importe decken wird (vgl. Kruse und Wedemeier 2021: 28). Die LNG-Importinfrastruktur kann daher, anders als die Fracking-Infrastruktur, langfristig genutzt werden. Damit können auch die erforderlichen Abschreibungen über einen längeren Zeitraum verteilt werden, was die jährlichen Abschreibungen reduziert.

7 Mögliche Maßnahmen

Das Ziel dieses Papiers ist, Möglichkeiten aufzuzeigen und zu diskutieren, wie es in Deutschland gelingen könnte den Strompreis insbesondere für die Industrie derart zu senken, dass Deutschland preislich in diesem Punkt besser mit Ländern, wie den USA und China konkurrieren kann. Diese Preisreduktion soll nachhaltig über einen langen Zeitraum wirken und den kommenden Veränderungen im Stromsystem Rechnung tragen. In diesem Kapitel sollen die identifizierten Handlungsfelder zusammengefasst und mit möglichen und beispielhaften Maßnahmen zusammengebracht werden, welche positive Beiträge in den jeweiligen Handlungsfeldern leisten könnten. Zum Ende werden zusätzlich noch diejenigen Handlungsoptionen zusammengefasst, die unserer Meinung nach keinen sinnvollen Beitrag zur Bewältigung der identifizierten Probleme leisten würden.

Die zwei Zielebenen – langfristig günstige Stromerzeugung, welche im Einklang mit den Klimaschutzgesetzgebungen steht – lassen aus unserer Sicht nur eine Lösung zu. Dies wurde auch weitestgehend von den Entscheidungsträger:innen erkannt:

Das Stromsystem muss innerhalb weniger Jahre komplett transformiert werden. Der Strom aus fossilen Kraftwerken wird absehbar durch die CO₂-Bepreisung immer teurer, während Strom aus Erneuerbaren Energien im Verkaufspreis heute schon in weiten Teilen günstiger ist und durch Lern- und Skaleneffekte in Zukunft immer günstiger wird. Die einfache Lösungsstrategie könnte dementsprechend heißen: Einfach die komplette Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien bewerkstelligen. Leider ist die Realität etwas komplexer, sodass eine solche Veränderung in der Art der Stromerzeugung weitere Problemfelder eröffnet, ohne deren Lösung diese Transformation schlicht nicht funktionieren kann. Die folgenden Handlungsfelder sollten daher unserer Analyse nach gleich-hoch priorisiert und mit größtem staatlichem Interesse behandelt werden:

- A) Ausbau der Erneuerbaren Energien
- B) Ausbau des Stromnetzes
- C) Flexibilisierung der Stromnachfrage

Wir haben gezeigt, wie groß diese Aufgaben sind. So muss sich die erzeugte Strommenge in den nächsten zwei Jahrzehnten mindestens verdoppeln, vielleicht sogar verdreifachen, während fossile Stromproduzenten abgeschaltet werden. Es bedarf einer strukturellen Veränderung des Stromsystems mit dem Wechsel der Flexibilität von der Angebots- auf die Verbrauchsseite und der Einbindung der neuen viel dezentraleren Stromproduktion in das bestehende Stromnetz, sowie Kapazitätsausbau, um Industriestandorte weiterhin mit ausreichend Strom versorgen zu können. Hierfür bedarf es zahlreicher Maßnahmen, die von den politischen Verantwortlichen beschlossen werden müssen. Wir beschreiben beispielhaft ein paar Maßnahmen, welche aus unserer Sicht einen signifikanten Beitrag zur Umsetzung dieser Handlungsfelder leisten können.

Zwingend erforderlich scheint uns, dass gesetzliche Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare Energien, Stromnetze, das Wasserstoffnetz und Energiespeicher eingeführt oder, falls schon teilweise vorhanden, weiterentwickelt werden. Die Förderung und Bindung von privatem Kapital, um die Investitionsmenge zu erhöhen, ist angesichts der Größe der Aufgaben und der geringen Zeit zur Erfüllung dieser erforderlich. Aus demselben Grund sollte Deutschland zur erfolgreichen Bewerkstellung dieser Transformation jede mögliche Karte ausspielen. Eine dieser Karten ist die Teilung der deutschen Strompreiszone. Eine Teilung in zwei oder mehr Teilzonen würde einen erheblichen ökonomischen Mehrwert bieten, von jährlich mehr als 250 Millionen Euro. Diese Maßnahmen müssten möglichst schnell umgesetzt werden, da ihre Wirkung erst zeitverzögert sicht- und spürbar wird. Weitere kleinere Maßnahmen, die aber ebenfalls einen spürbaren Beitrag zur Transformation leisten können, sind:

- Turbo-Roll-Out von Smart Metern zu allen Stromverbrauchsstellen
- Gesetzliche Regelung zur Nutzung von E-Autos und Heimspeichern als netzdienliche Batterien
- Aufbau eines Marktes für grünen Wasserstoff und Groß-Elektrolyseure
- Förderung für Endverbraucher:innen beim Umstieg von fossilen Verbrauchern (Autos, Heizungen) auf nachhaltige Alternativen

Ergänzend dazu können auch Maßnahmen ergriffen werden, welche kurzfristig einen Beitrag zu günstigeren Strompreisen leisten könnten. Hier gibt es allerdings für jede Maßnahme die Einschränkung, dass die Kosten durch die öffentliche Hand getragen werden müssten. Aus unserer Sicht wäre hier am sinnvollsten, die Belastung durch die Netzentgelte für Industrie und Gewerbe zu senken. Eine Übernahme der Netzentgelte würde direkt zu einer Verringerung der Strompreise um mehrere Eurocent pro Kilowattstunde führen.

Weitere Möglichkeiten, die eine ähnliche Wirkung hätten, wären ein Industriestrompreis oder die Ausweitung der Strompreiskompensation. Hier muss abgewogen werden, welche Möglichkeit in ihrer Wirkung und ihren Kosten den größten Mehrwert bietet.

Optionen, die in der öffentlichen Diskussion immer wieder als alternative Maßnahmen angeführt werden, die nach unserer Analyse allerdings keinen relevanten Beitrag dazu leisten können, die aktuelle Problemstellung zu lösen sind einerseits die Atomkraft und andererseits Fracking. Beide Felder könnten bei extrem hohen und teilweise unvorhersehbaren Kosten erst nach mehreren

Jahren überhaupt einen Beitrag leisten. Hierbei würde eine Gas-Produktion durch Fracking nach wenigen Jahren Nutzung wieder eingestellt werden müssen, da nach 2045 Fracking-Gas durch die gesetzliche CO₂-Neutralität nicht mehr nutzbar wäre. Der Aufbau von neuen Atomkraftwerken würde außerdem wichtige Kapazitäten in Form von Kapital und Wissen binden, ohne eine Garantie auf Funktionalität und immer mit der ungeklärten Frage danach, was mit dem anfallenden Atom Müll passieren soll. Fracking und Atomkraft sind nach unserer Analyse keine sinnvollen Lösungsoptionen und sollten, wenn überhaupt, nur extrem nachrangig behandelt werden.

8 Fazit

Alle Maßnahmen zur Verringerung der staatlichen Preiskomponente genau wie eine erweiterte Übernahme der Netzentgelte würde zu geringeren Steuerungsmöglichkeiten des Staates auf das Stromsystem und zu höheren Staatsausgaben führen, was in der gegenwärtigen Haushaltslage schwierig umzusetzen wäre. Die deutsche Industrie braucht jedoch eine langfristige Lösung, die eine robuste Minderung des Strompreises für die nächsten Jahrzehnte bedeutet. Jetzt eine kurzfristige und sehr teure Lösung zu implementieren, wie einen Industriestrompreis für alle Unternehmen zu einem Höchstpreis von wenigen Eurocent pro Kilowattstunde, würde dafür sorgen, dass wir in wenigen Jahren vor demselben Problem stehen und wertvolle Zeit für die Umsetzung der anstehenden und zwingenden Transformation verloren haben, da wichtige Mittel eben nicht in die Transformation des Stromsystems fließen konnten. Jede solche kurzfristige Maßnahme sollte daher nicht nur mit einem fixem Endzeitpunkt versehen werden, sondern sollte auch für alle Unternehmen, die sie in Anspruch nehmen, regelmäßig nach ihrer Wirkung geprüft werden.

Abseits dessen empfehlen wir von heute an, alle verfügbaren Mittel dafür einzusetzen, dass unser Stromsystem möglichst schnell klimaneutral transformiert wird. Dies hätte, wie in Kapitel 5 angeführt, auch den positiven Nebeneffekt, dass der Strompreis für alle Verbraucher:innen mit der Zeit weiter sinken würde, da der Anteil von günstigem erneuerbarem Strom stark steigen würde. Außerdem könnten wir so schneller Energieabhängigkeiten reduzieren und ein robusteres Energiesystem aufbauen, welches auch unter komplizierten Bedingungen leistungsfähig bleibt. Die beste Zeit, um diese Transformation mit allen Mitteln voranzutreiben war gestern; der zweitbeste Zeitpunkt ist jetzt. Wir geben einen Überblick über die verschiedenen möglichen Ansatzpunkte, die nach der wissenschaftlichen Auffassung sinnvolle und notwendige Maßnahmen sind, die allerdings zwingend in eine Gesamtstrategie eingebaut werden müssen, um die Erreichung der angestrebten Ziele nicht zu gefährden.

Deutschland bietet sich hier eine riesige Chance, um in den absehbar wichtigsten Zukunftstechnologien Weltmarktführer zu werden. Jede Transformation ist mit Kosten verbunden, aber zieht man in Betracht, welche Technologien in den nächsten zwei Jahrzehnten extrem an Relevanz gewinnen werden, so sind das insbesondere die Technologien, die für ein klimaneutrales Energiesystem notwendig sind. Jeder Tag, der verstreicht, erhöht das Risiko, dass hier andere globale Player uneinholbar werden und Deutschland in Zukunft nur noch im Mittelfeld mitspielen kann. Die Alternative zu Warten ist jetzt entschlossen und konsequent zu Handeln und die beschriebene Transformation anzugehen.

Executive Summary

Electricity prices in Germany are above average compared to other industrialized countries such as Canada, the USA or China and have risen again in recent years due to the effects of the Russian war of aggression in Ukraine, which has caused the cost of natural gas to explode. The ongoing recession is increasing the pressure on politicians to create framework conditions to improve the competitiveness of German industry. Energy-intensive export-oriented companies in particular are more severely affected by the weak economic situation, which is why measures to reduce electricity prices with a rapid and long-term effect are necessary.

This focus paper looks at possible approaches that could succeed in reducing industrial electricity prices. This problem cannot be considered separately, but must be viewed and solved in the overall context of the German energy system. Germany must be climate-neutral by 2045, which means an even shorter timeframe for the electricity system, while at the same time the electrification of all other areas of society will at least double the demand for electricity.

Taking these challenging framework conditions into account, we arrive at eight key findings based on studies, scientific contributions and statistics:

1. The relevant starting points for reducing electricity prices are procurement costs and grid fees. At the same time, the long-term solution to this problem can only be achieved through a complete transformation of the electricity system without any alternative.
2. In order to ensure competitive electricity prices in the short term, it would be conceivable to abolish the grid fees for industry and halve the grid fees for commercial enterprises. This measure would reduce the electricity price for industry and commerce by around 4 eurocents per kilowatt hour and cost the federal budget around 15 billion euros per year.
3. Short-term measures that artificially lower electricity prices should be limited in time and accompanied by a large package of measures to ensure that electricity prices remain stable and low in the long term. The only way to ensure low electricity prices for all end consumers in the long term and a more robust energy system is to consistently expand renewable energies and resolve the associated areas of action.
4. One relevant measure is the division of the German electricity price zone into three sub-zones. The positive effects of such a division are a reduction in grid fees due to lower redispatch costs and more regional price signals that support a market-efficient transformation. Following European legislation, the decision on a division of the German electricity price zone must be made by October of this year.
5. The most important fields of action apart from the expansion of renewable energies are, on the one hand, making electricity demand more flexible and, on the other, expanding the electricity grid. Making electricity demand more flexible is absolutely essential in order to prevent electricity shortages. Sensible measures here include the construction of energy storage systems, the promotion of grid-supportive electricity use by large consumers and a greatly accelerated roll-out of smart meters to all electricity consumption points to i.e. enable the grid-supportive use of private home storage systems and e-car batteries.
6. In order to fundamentally increase the speed of transformation and prevent opportunity costs due to a transformation that is too slow, the legal framework conditions for

investments in renewable energies, electricity storage and electricity grids must be created, improved and simplified very quickly in order to allow large amounts of private capital to flow into these markets.

7. The expansion of the electricity grids must not be limited to domestic routes. It is possible and sensible to expand the interconnection capacities between European countries to such an extent that everyone can benefit from the most favorable European renewable energy production areas in the future.
8. In our view, nuclear power and fracking are not options that could help Germany in this transformation. Nuclear power is too expensive, has too many unresolved issues (nuclear waste disposal sites, personnel, etc.) and takes too long to build up again to have a noticeable impact. Fracking would only be usable for around two decades and could not be operated economically during this time.

Literatur

- Agora Think Tanks (2024): *Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung*. Berlin.
- Bauermann, Tom, Patrick Kaczmarczyk und Tom Krebs (2024). *Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe*. IMK Study Nr. 97. Düsseldorf.
- Bernhardt, Lea, Tomaso Duso, Robin Sogalla und Alexander Schiersch (2023): „Breiter Industriestrompreis ist kein geeignetes Entlastungsinstrument“. *DIW Wochenbericht* (90) 38. 514–521.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2025): *BDEW-Strompreisanalyse März 2025*. Berlin.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2024a): *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024*. Berlin.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2024b): *Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht*. Berlin.
- BEE (Bundesverband Erneuerbare Energien e.V) (2024): *BEE-Mobilitätsszenarien 2045*. Berlin.
- Benayad, Amine, Annalena Hagenauer, Lars Holm, Edmond Rhys Jones, Sahradha Kämmerer, Hamid Maher, Kamiar Mohaddes, Sylvain Santamarta und Annika Zawadzki (2025). „Landing the Economic Case for Climate Action with Decision Makers“. Boston Consulting Group. Boston.
- Benth, Fred Espen (2003). *Option theory with stochastic analysis: an introduction to mathematical finance*. Oslo.
- Bertelsmann Stiftung (Hrsg.) (2023). „Durcheinander um den Subventionsbegriff“. *Focus Paper „Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft“ #14*. Gütersloh.
- BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2016): *Schieferöl und Schiefergas in Deutschland- Potenziale und Umweltaspekte*. Hannover.
- BMF (Bundesministerium der Finanzen): Bundeshaushaltsplan 2023 (2022): *Einzelplan 60 Allgemeine Finanzverwaltung*, Berlin
- BMUV und BMWK (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2022): „Bundesumweltministerium und Bundeswirtschaftsministerium legen Prüfung zur Debatte um Laufzeiten von Atomkraftwerken vor“. *Pressemitteilung Nr. 026/22 vom 8.3.2022*. Berlin.
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2024a): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand: September 2024*. Berlin.
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2024b): *Strommarktdesign der Zukunft*. Berlin.
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2022): „Neuer Schwung für erneuerbare Energien“. *Schlaglichter der Wirtschaftspolitik* (Oktober 2022). 13–16.
- Bundesgesetzblatt (2024): *Zweites Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. BGBl 1 (235). Berlin.

- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2025): *Monitoringbericht 2024*. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2024a): *Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045*. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2025): *Netzentwicklung Stromübertragungsnetz – Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045*. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2024b): *Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich*. Bonn.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2024c): *Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich*. Bonn.
- Bundesregierung (2024): „Strompreis für produzierende Unternehmen – Energie bezahlbar halten“. *Pressemitteilung vom 11.10.2024*. Berlin.
- Clausen, Jens, und Severin Beucker (2019): *Verbreitung radikaler Systeminnovationen – Fallbeispiel Wärmeversorgung Dänemark*. Borderstep Institut. Berlin.
- dena (Deutsche Energie-Agentur) (Hrsg.) (2024): *Studie: Energieeffiziente künstliche Intelligenz für eine klimafreundliche Zukunft. Neue Erkenntnisse über Energiepotenziale bei KI-Anwendungen*. Berlin.
- Deutsch-Dänische Handelskammer (2023): *Dänemark: Erzeugung, Transport und Speicherung von grünem Wasserstoff*. Kopenhagen.
- Deutscher Bundestag (2025a): *Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 26. Mai 2025 eingegangenen Antworten der Bundesregierung*. Berlin.
- Deutscher Bundestag (2025b): „Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Lukas Köhler, Michael Kruse, Pascal Kober, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP“. *Drucksache 20/14159 (06.01.2025)*. Berlin.
- Deutscher Bundestag (2024): „Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU (Drucksache 20/13660): Digitale Technologien – Neue Aufklärungs- und Wirkmöglichkeiten“. *Drucksache 20/13937 (22.11.2024)*. Berlin.
- Deutscher Bundestag (2016): „Verordnung der Bundesregierung – Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV)“. *Drucksache 18/8561 vom 25.05.2016*. Berlin.
- DIHK (Deutscher Industrie- und Handelskammertag) (2020): *Strombeschaffung und Stromhandel*. Berlin.
- Doms, Magnus (2022): *Ein Erneuerbares Energiesystem – Für Deutschland ohne Atomkraft: Studienvergleich zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045*. Berlin.
- Duso, Tomaso, Martin Gornig und Alexander Schiersch (2025): „Wettbewerbsorientierte strategische Industriepolitik als Antwort auf den Investitionsstau in Deutschland“. *DIW aktuell Nr. 109*. Berlin.
- Enco (2022): *Analyse von Konzepten von Small Modular Reactors (SMR) – Stand 2022, Abschlussbericht ENCO-FR-(22)70 Rev. 5. Erstellt für das Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Österreich. o. O.*

- Energy Institute (2024): *Statistical Review of World Energy 2024*. London.
- ENTSO-E (2025): *Bidding Zone Review of the 2025 Target Year*. Brüssel.
- ENTSO-E (o. J.): *Single Day-ahead Coupling (SDAC)*.
https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/#future-development
https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/#future-development, Abruf am 22.04.2025.
- ENTSO-E (2022): *Report on the Locational Marginal Pricing Study of the Bidding Zone Review Process*. Brüssel.
- Epex Spot (o. J.): *About EPEX SPOT*.
<https://www.epexspot.com/en/about>
<https://www.epexspot.com/en/about>, Abruf am 22.04.2025.
- Epex Spot (2025): *Annual Trading Results of 2024 – Power Trading on EPEX SPOT reaches all-time high*.
- Expertenkommission Fracking (2021): *Bericht Expertenkommission Fracking 2021*. Jülich.
- Figgener, Jan, Christopher Hecht, David Haberschusz, Jakob Bors, Kai Gerd Spreuer, Kai-Philipp Kairies, Peter Stenzel and Dirk Uwe Sauer (2023): *The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)*. Aachen.
- Fischedick, Manfred, Peter Hennicke, Till Kellerhoff, Monika Dittrich, Hans Haake, Lena Hennes, Jacqueline Klingen, Nathalie Splitter und Oliver Wagner (2024): *Earth for all Deutschland*. Club of Rome und Wuppertal Institut (Hrsg.). München.
- Gas- und Wasserstoffwirtschaft e.V. (2024): *Die Relevanz von LNG hinsichtlich der Versorgungssicherheit und Erreichung der Klimaziele in Deutschland – Positionspapier*. Berlin.
- Gierds, Jörn, Cyril Stephanos, Berit Erlach, Manfred Fischedick, Hans-Martin Henning, Ellen Matthies, Karen Pittel, Jürgen Renn, Dirk Uwe Sauer, Indra Spiecker (2023): *Fracking: eine Option für Deutschland? Chancen, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nichtkonventionellen Lagerstätten (Impuls)*. München, Halle (Saale) und Mainz.
- Haucap, Justus, und Jonathan Meinhof (2022): „Die Strompreise der Zukunft“. *Wirtschaftsdienst* (102). 53–60.
- Haucap, Justus, Jürgen Kühling, Munib Amin, Gert Brunekreeft, Dörte Fouquet, Veronika Grimm, Jörg Gundel, Martin Kment, Wolfgang Ketter, Jochen Kreusel, Charlotte Kreuter-Kirchhof, Mario Liebensteiner, Albert Moser, Marion Ott, Christian Rehtanz, Heike Wetzels, Jonathan Meinhof, Marlene Wagner, Miriam Borgmann und Cyril Stephanos (2022): „Erneuerbare Energien effizient und wirksam fördern“. *Wirtschaftsdienst* (102). 694–702.
- Hecking, Harald, und Florian Weiser (2018): „Auswirkungen von Nord Stream 2 auf die Gaspreise in Europa“. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (68), Heft 1/2. 41–43.
- Hennicke, Peter, und Manfred Fischedick (2007): *Erneuerbare Energien*. München.
- Hirth, Lion, Silvana Tiedemann und Wolf-Peter Schill (2024): *Was sind eigentlich... Netzentgelte? Kopernikus-Projekt Ariadne*. Potsdam.
- Holzmann, Sara, Frederik Digulla (2024). „Klimapolitik für Akzeptanz: Der aktuelle Policy-Mix auf dem Prüfstand“. Bertelsmann Stiftung. Gütersloh.

- KBA (Kraftfahrt Bundesamt) (2025): *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach ausgewählten Merkmalen (Bundesländern und Fahrzeugklassen)*, 01. April 2025 (FZ 27). Flensburg.
- Kienscherf, Philipp Artur, Martin Lange und Nils Namockel (2023): *Strompreisbestandteile, Strompreispaket und Verteilungseffekte*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Köln.
- Klöppelt, Christian, Patrick Wagner Elisa Drechsler, E. (2024): *Zukunft gestalten. Strategien für Infrastruktur und Beschäftigung in der regionalen und industriellen Transformation. Faktencheck: Kernenergie*. Fraunhofer IMW, Halle (Saale).
- Köppl-Turyna, Monika (2024). „Strompreise für Industrie und Gewerbetunden in Europa“. Policy Note, No. 55, *EcoAustria - Institute for Economic Research*. Wien.
- Kopernikus-Projekt SynErgie (2025). *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte*. Stuttgart.
- Kost, Christoph, Paul Müller, Jael Sepúlveda Schweiger, Verena Fluri und Jessica Thomsen (2024): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg.
- Kruse, Mirko, und Jan Wedemeier (2021). „Potenzial grüner Wasserstoff: langer Weg der Entwicklung, kurze Zeit bis zur Umsetzung“. *Wirtschaftsdienst* (101). 26–32.
- Löschel, Andreas, Veronika Grimm, Felix Matthes und Anke Weidlich (2024): *Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring: Monitoringbericht 2024*. Berlin, Bochum, Freiburg und Nürnberg.
- Meeus, Leonardo (2020). *The evolution of electricity markets in Europe*. Cheltenham.
- Menn, Andreas (2023): „Tiefschlag für die Nuklearindustrie“. Beitrag auf wiwo.de vom 15.11.2023 (<https://www.wiwo.de/technologie/forschung/nuscale-gescheitert-tiefschlag-fuer-die-nuklearindustrie/29499704.html><https://www.wiwo.de/technologie/forschung/nuscale-gescheitert-tiefschlag-fuer-die-nuklearindustrie/29499704.html>). Abruf am 30.4.2025.
- Netzentgelte (2024). *Anlage 1: Ermittlung des Aufschlags für besondere Netznutzung für das Jahr 2025 für Strommengen der Endverbrauchskategorien A', B' und C', Stand 25.10.2024*. ([datenbasis zum aufschlag für besondere netznutzung 2025.pdf.pdf](#)).
- Neubäumer, Renate (2024): „Ist Deutschland internationaler Vorreiter beim Klimaschutz durch EEG und Klimaschutzverträge?“. *Wirtschaftsdienst* (104). 568–571.
- Next Kraftwerke (o. J.): *Wie funktioniert der Emissionshandel?* (<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/emissionshandel>), Abruf am 20.3.2025.
- Petersen, Thieß (2023): „Wasserstoffwirtschaft – Chancen und Herausforderungen für die Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft“. *Focus Paper # 5 Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft*. Gütersloh.
- Pistner, Christoph, Matthias Englert, Christian Küppers, Christian von Hirschhausen, Ben Wealer, Björn Steigerwald und Richard Dondere (2021): „Sicherheitstechnische Analyse und Risikobewertung einer Anwendung von SMR-Konzepten (Small Modular Reactors)“. *BASE-Forschungsbericht zur Sicherheit der nuklearen Entsorgung, Vorhaben 4720F50500*. Berlin.
- Prognos AG (2023): *Internationaler Energiepreisvergleich für die Industrie*. München und Basel.

- Reuther, Tobias, Christoph Kost (2024): *Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen*, Fraunhofer ISE. Freiburg.
- Schult, Christoph (2024): „Analyse der Effekte des Atomausstiegs auf die deutschen Großhandelsstrompreise 2023“. *Wirtschaft im Wandel* (30) Heft 3. 57–60.
- Statistisches Bundesamt (2025a): „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Inlandsproduktberechnung, erste Jahresergebnisse“. *Fachserie 18, Reihe 1.1*. Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2025b): *Statistischer Bericht Außenhandel* (Dezember 2024). Erschienen am 24. Februar 2025. Wiesbaden.
- Südekum, Jens, und Alfons J. Weichenrieder (2023). *Pro: Was für den Industriestrompreis spricht. Contra: Geld mit der Gießkanne kauft keine realen Standortvorteile*. *Wirtschaftsdienst* (103). 506 f.
- Thelen, Connor, Hannah Nolte, Markus Kaiser, Patrick Jürgens, Paul Müller, Charlotte Senkpiel und Christoph Kost (2024): *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess*, Fraunhofer ISE. Freiburg.
- Tennet (2024): *Quo Vadis, Groß-Batteriespeicher*. Bayreuth.
- Többen, Johannes, Maximilian Banning, Katharina Hembach-Stunden, Britta Stöver, Philip Ulrich, und Thomas Schwab (2023). *Energising EU Cohesion: Powering up lagging regions in the renewable energy transition*. Bertelsmann Stiftung.
- Umweltbundesamt (2025a): *Der Europäische Emissionshandel, Stand: 28.01.2025* (<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels>).
- Umweltbundesamt (2025b): *Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2024*. Dessau-Roßlau.
- Umweltbundesamt (2024): <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung> , Abruf am 28.03.25 16 Uhr.
- Umweltbundesamt (2022): *Fracking zur Schiefergasförderung in Deutschland – Eine energie- und umweltfachliche Einschätzung*. Dessau-Roßlau.
- Wedell, Philine, Lisa Strippchen, David Fritsch, Claire-Luise Heydick, Justin Hofmann, Lukas Krawielicki, Tim Mennel, Jonas Meyne, Sinja Rostalski, Katharina Umpfenbach und Gustav Weber (2024): *Konsultationsbericht: Auswertung der Konsultation des Papiers „Strommarktdesign der Zukunft“*. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- Wille-Hausmann, Bernhard, Wolfgang Biener, Julian Brandes, Verena Jülch und Christof Wittwer (2022): *Batteriespeicher an ehemaligen Kraftwerksstandorten*. Positionspapier, Fraunhofer ISE. Freiburg.
- Wimmers, Alexander, Fanny Böse, Claudia Kemfert, Björn Steigerwald, Christian von Hirschhausen und Jens Weibezahn (2023): „Ausbau von Kernkraftwerken entbehrt technischer und ökonomischer Grundlagen“. *DIW Wochenbericht Nr. 10/2023*. 112–121.
- Wirth, Harry (2025): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fassung vom 4.1.2025*. Freiburg.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2022): „Merit Order – Alternativen zum Preisbildungsmechanismus an der Strombörse“. *Ausarbeitung WD 5-3000-111-22*. Berlin.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2023): „Kurzinformation: Strompreise für Industriekunden in Frankreich (Industriestrompreise)“. *Ausarbeitung WD 5-3000-018/23*. Berlin.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestags (2019): „Die deutsche EEG-Umlage und vergleichbare Instrumente in ausgewählten EU-Staaten“. *Ausarbeitung WD 5-3000-080/19*. Berlin.

Wurbs, Sven, Sonja Dehlwes, Andrea Lübke, Cyril Stephanos, Manfred Fishedick, Hans-Martin Henning, Andreas Löschel, Ellen Matthies, Karen Pittel, Jürgen Renn, Dirk Uwe Sauer und Indra Spiecker (2024): *Ist Kernfusion eine Energiequelle der Zukunft?* Berlin.

Zinke, Jonas (2023): *Two prices to fix all? On the Robustness of a German Bidding Zone Split*. EWI Working Paper (07/23). Köln

Adresse | Kontakt

Bertelsmann Stiftung
Carl-Bertelsmann-Straße 256
33311 Gütersloh
Telefon +49 5241 81-0
www.bertelsmann-stiftung.de

Sven Hellbusch
Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft

Thieß Petersen
Senior Advisor
Nachhaltige Soziale Marktwirtschaft
Telefon +49 5241 81-81218
thiess.petersen@bertelsmann-stiftung.de

<https://www.bertelsmann-stiftung.de/de/unsere-projekte/zukunftsstandort-deutschland>