



Zukunft
KlimaSozial

Institut für Klimasozialpolitik

Die Transformation der Stromnetze klimaneutral und sozial gerecht gestalten

Herausforderungen und Lösungsansätze

Astrid Schaffert, Marie-Louise Zeller, Felicitas Kaiser, Brigitte Knopf

Impressum

Herausgeber:
Zukunft **KlimaSozial**

vertreten durch:
Dr. Brigitte Knopf, Direktorin

Zukunft **KlimaSozial** ZKS gGmbH
Neue Promenade 6
10178 Berlin | Germany

www.zukunft-klimasozial.de
E-Mail: kontakt@zukunft-klimasozial.de

Copyright © 2025, Zukunft **KlimaSozial**

Danksagung

Besonderen Dank sprechen wir Prof. Dr. Anke Weidlich (INATECH), Gunter Grimm (INATECH), Andreas Jahn (RAP), Axel Kölschbach Ortego (DZ) aus, die uns mit ihrer fachlichen Expertise unterstützt haben.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	4
Einleitung: Soziales und Klimaaspekte berücksichtigen	5
1 Herausforderungen bei der Transformation der Stromnetze aus Klimasicht	6
1.1 Das Stromnetz und der künftige Bedarf	6
1.2 Herausforderungen im Zuge der Energiewende	9
1.3 Ausbaubedarf der Infrastruktur	10
1.4 Flexibilisierung der Stromnachfrage und des Stromangebots	12
1.5 Klimapolitische Risiken durch Kosten des Netzausbaus	14
2 Herausforderungen aus sozialer Sicht	17
2.1 Reduzierung des Strombedarfs	17
2.2 Netzentgelte als regressiv wirkender Kostentreiber	18
2.3 Haushalte und ihre finanzielle Lage	21
2.4 Verteilungswirkungen flexibler Stromtarife und Netzentgelte	23
2.5 Unterproportionale Beteiligung Einkommensärmerer an eigenproduziertem Strom	24
3 Optionen einer klimasozialen Transformation der Stromnetze	26
3.1 Sozial-Check in der Energiewende einführen	27
3.2 Gezielte Unterstützung niedriger Einkommen	27
3.3 Umlagefinanzierung begrenzen und Netzausbau effizient gestalten	28
3.4 Eigenversorgung einkommensschwächerer Haushalte stärken	31
3.5 Flexibilisierung der Stromtarife und Reform der Netzentgelte	32
Fazit	33

Zusammenfassung

Die Transformation des Stromsystems in Deutschland ist in vollem Gange. Die erneuerbaren Energien werden deutlich ausgebaut. Damit einher geht der Bedarf, auch die Übertragungs- und Verteilnetze auszubauen, Speichertechnologien und schnell steuerbare Kraftwerke zu ergänzen sowie die Nachfrage durch Digitalisierung und Preissignale zu flexibilisieren. Bisher wird der Ausbau, Betrieb und die Wartung des Stromnetzes über Netzentgelte finanziert. Diese werden pro kWh auf den Strompreis aufgeschlagen und wirken wie eine Konsumsteuer. Sie belasten ärmere Haushalte stärker, da sie einen vergleichsweise höheren Anteil ihres Einkommens für Energie ausgeben als finanzstarke Haushalte. Haushalte im unteren Einkommensbereich sind jedoch bereits durch andere große Ausgabenposten im Bereich Wohnen und Ernährung an oder über ihrer Belastungsgrenze, so dass sie steigende Kosten ohne Steigerung des Haushaltseinkommens an anderer Stelle nicht finanzieren können. Energiearmut ist der sichtbare Ausdruck dieser Überlastung. Darüber hinaus stellt sich die Frage, warum ärmere Haushalte einen höheren Anteil ihres Einkommens für die Transformation der Stromnetze und damit zum Gelingen der Energiewende aufwenden sollen als dies von Finanzstärkeren gefordert ist.

Mit Blick auf den hohen Investitionsbedarf in relativ kurzer Zeit gilt es aus klimasozialer Sicht, Alternativen zur Umlagefinanzierung zu entwickeln und die Bedarfe der Haushalte im unteren Einkommensbereich frühzeitig systematisch mitzudenken, zu evaluieren und Unterstützungstrategien umzusetzen. Die vorliegende Analyse soll Verständnis für soziale Belange in einem sehr technisch dominierten Politikfeld wecken und die Diskussion um eine soziale Ausgewogenheit bereichern. Denn klar ist: Die Energiewende muss erfolgreich abgeschlossen werden. Ein Zurück oder Ausbremsen ist keine Option.

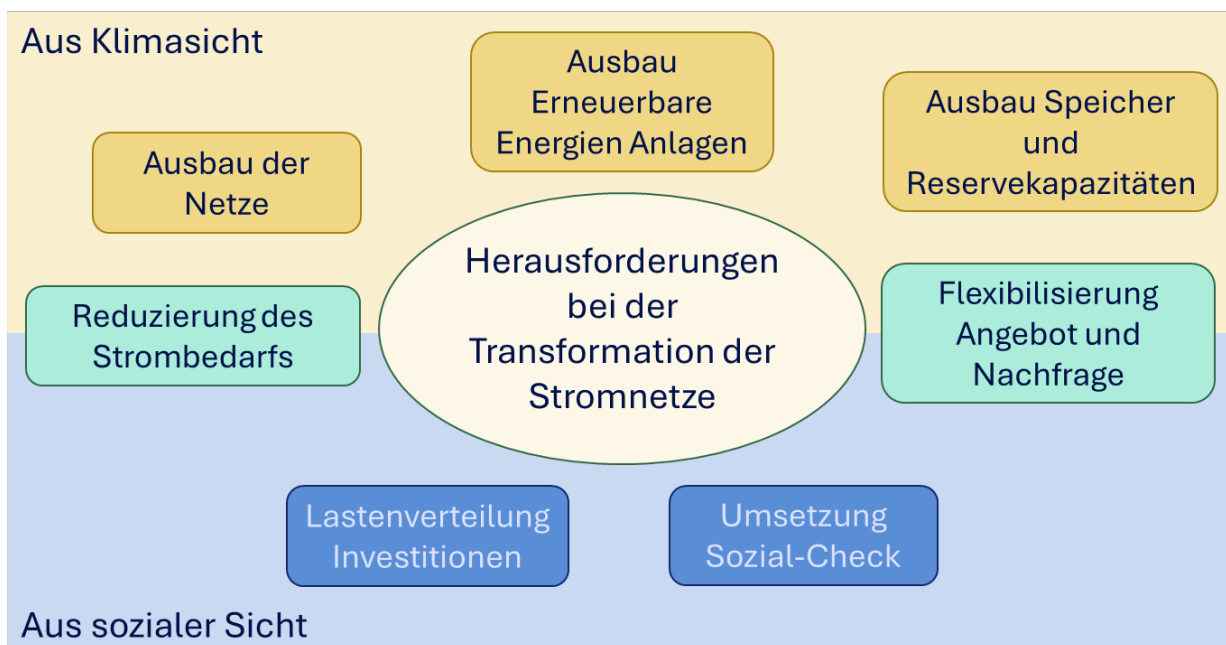


Abbildung 1: Transformation der Stromnetze aus klimasozialer Sicht; eigene Darstellung

Einleitung: Soziales und Klimaaspekte berücksichtigen

Die Erneuerbaren decken mittlerweile deutlich mehr als die Hälfte des Strombedarfs. Am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte haben sie einen Anteil von knapp 20 Prozent, im Verkehr beläuft sich der Anteil auf unter 10 Prozent (AG Energiebilanzen 2025). Die veränderte Stromgewinnung, die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Verkehr sowie das sich verstärkende Ausschleichen der fossilen Energien führen zu veränderten Anforderungen an die drei wesentlichen Energienetze: Das Stromnetz, das Fernwärmenetz sowie das Gasnetz. Damit rückt die Transformation aller energiebezogenen Infrastruktur in den Fokus.

Das Stromnetz als größter Flaschenhals der Energiewende ist Gegenstand der vorliegenden Analyse. Es muss ausgebaut und den Anforderungen an eine höhere Flexibilität gerecht werden. Dabei handelt es sich um komplexe Prozesse mit langen Zeitabläufen, hohen Investitionskosten, baulichem Aufwand und sozialen Implikationen. Diese Entwicklungen finden in einem Spannungsfeld statt: Erstens sind zeitnah festgelegte, verbindliche Planungen mit hoher langfristiger Sicherheit essenziell. Zweitens sollten kostspielige Parallelstrukturen vermieden werden. Dies widerspricht drittens der Forderung nach Technologieoffenheit. Viertens berühren diese Entwicklungen in hohem Maße soziale Aspekte, wie bspw. ökonomische Verteilungswirkungen und individuelle Entscheidungsfreiheit. Betroffen sind alle: Haushalte, Gewerbetreibende, Industrieunternehmen, öffentliche Institutionen sowie Stadtwerke als Energiedienstleister.

Im Folgenden werden zunächst die relevanten Aspekte der Anpassung der Stromnetze als Ausgangspunkt der Analyse betrachtet. Die veränderte Stromgewinnung aus Erneuerbaren mit ihren inhärenten Schwankungen, die dadurch nötigen komplementären Technologien, Speichertechnologien sowie Implikationen der veränderten Nachfrage stehen im Mittelpunkt der Transformation und werden näher analysiert.

Im zweiten Kapitel werden soziale Aspekte analysiert, wobei private Haushalte im Fokus stehen. Gewerbe und Industrie werden nicht näher betrachtet. Die bisherige Finanzierung des Stromnetzausbaus und dessen Wartung über regressiv wirkende Netzentgelte belastet Haushalte im unteren Einkommenssegment überproportional. Energiearmut ist sichtbarer Ausdruck des Handlungsbedarfs.

Im dritten Teil werden unterschiedliche Optionen aufgezeigt, wie die Finanzierung der Energiewende erfolgversprechend und bezahlbar für alle umgesetzt werden kann. Im Zentrum stehen dabei Alternativen zur Umlagefinanzierung über Netzentgelte, sowie die Einführung eines Sozial-Checks und die gezielte Unterstützung von Haushalten mit kleinem und mittlerem Einkommen.

1 Herausforderungen bei der Transformation der Stromnetze aus Klimasicht

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, ist die Dekarbonisierung der Energieerzeugung ein entscheidender Hebel. Hierfür reicht es nicht, Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien zu bauen. Die gesamte Stromnetzinfrastuktur steckt mitten in einem tiefgreifenden Wandel.

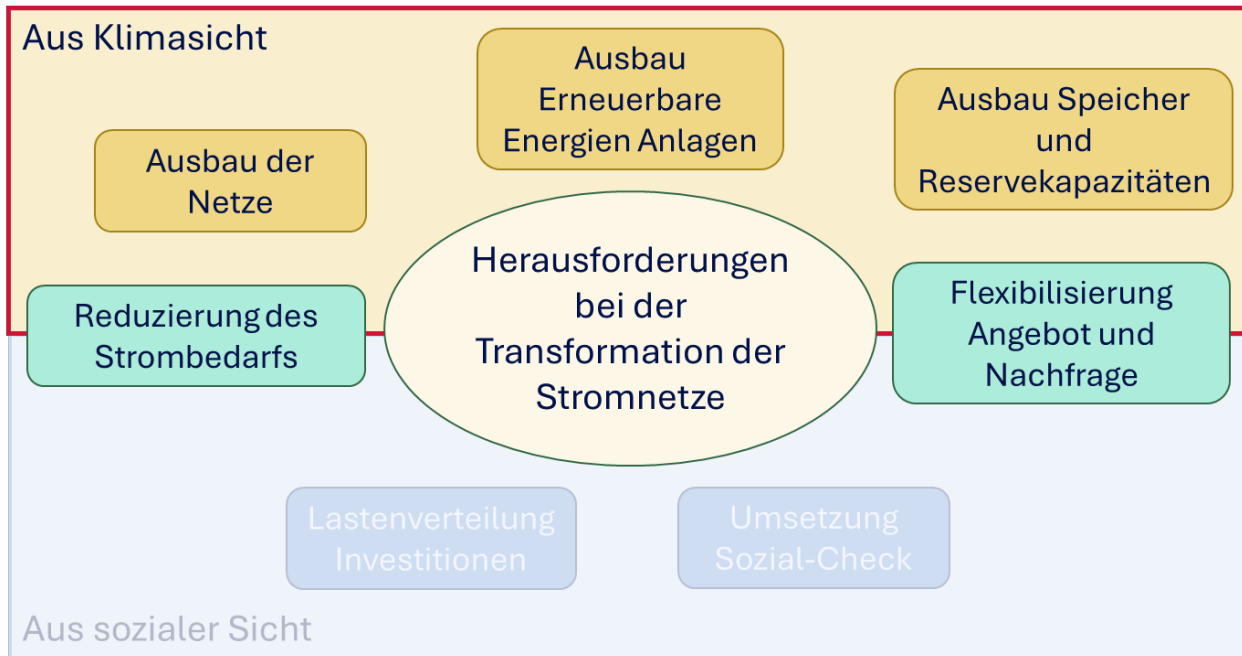


Abbildung 2: Transformation der Stromnetze aus Klimasicht; eigene Darstellung

1.1 Das Stromnetz und der künftige Bedarf

Eine funktionierende Netzinfrastruktur ist Grundlage für die Stromversorgung. Verantwortlich sind hierfür die mehr als 880 Netzbetreiber, deren Zuständigkeit sich auf einen sicheren Netzbetrieb, die Wartung des Bestandsnetzes sowie den nötigen Ausbau erstreckt. Reguliert werden diese durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Landesregulierungsbehörden.

Das Stromnetz in Deutschland ist unterteilt in das Übertragungsnetz, das Strom über weite Strecken mit geringen Energieverlusten transportieren kann, und das Verteilnetz, über das die regionale Verteilung des Stroms bis hin zu den Haushalten und Unternehmen erfolgt. Es umfasst eine Länge von 1,95 Mio. km (Bundesnetzagentur 2024b). In der Vergangenheit wurden Großkraftwerke im Wesentlichen in der Nähe von Großverbrauchern gebaut, die Kapazitäten des Übertragungsnetzes waren daher begrenzt. Durch die dezentralere Erzeugung, die zum Großteil im Verteilnetz angesiedelt ist, dem starken Aufwuchs an erneuerbarer Stromerzeugung, dem räumlichen Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch sowie durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes mit transnational gehandeltem Strom, muss das gesamte Stromnetz ausgebaut und flexibilisiert werden.¹

¹ Zudem sind Speichertechnologien eine wirtschaftliche Option, um Strompreisschwankungen zu mindern. Spitzenlastkraftwerke basierend auf (sauberen) Verbrennungstechnologien sind für die Zeiten notwendig, in denen Wind und Sonne nicht ausreichend Strom produzieren, um eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten.

Künftiger Strombedarf

Der Strombedarf wird bis 2045 trotz nötiger Sparanstrengungen steigen. Prognosen gehen von einem Aufwuchs von heute 553 TWh auf 1.280 TWh im Jahr 2045 aus (Agora Think Tanks 2024). Grund hierfür ist die steigende Nachfrage aufgrund der Sektorkoppelung, d. h. die Elektrifizierung von Industrie, Mobilität und Wärmeversorgung. Im Gegenzug sinkt der Einsatz fossiler Energien gegen null.² Wie stark Energieeffizienz und Suffizienz, zwei weitere wichtige Säulen für das Gelingen der Energiewende auf den Stromverbrauch wirken, lässt sich schwer prognostizieren.³ Aber auch bei höherer Effizienz und größeren Einsparbemühungen ist mit einem weiterhin steigenden Strombedarf und damit einhergehend mit einem Ausbaubedarf der Stromnetze zu rechnen.

Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung

Laut vorläufigen Berechnungen der AG Energiebilanzen (AGEB) stiegen erneuerbare Energien im Jahr 2024 mit 285 TWh rund 58 Prozent zur Bruttostromerzeugung⁴ bei ein Plus von 12 TWh oder vier Prozent gegenüber dem Vorjahr. Onshore-Windenergie lieferte mit 23 Prozent an der Stromerzeugung den größten Anteil unter den Erneuerbaren, gefolgt von Photovoltaik mit 15 Prozent. In 2024 wurden Anlagen im Umfang von 16 GW installiert. Biomasse hat einen Anteil von 9 Prozent an der Stromerzeugung, Offshore-Windenergie fünf Prozent und Wasserkraft vier Prozent (Agora Energiewende 2025a).

Hierdurch sanken die Emissionen der Energiewirtschaft 2024 bei nahezu gleichbleibendem Strombedarf um 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 183 Millionen Tonnen CO₂ (Agora Energiewende 2025b). Seit 1990 hat sich der Ausstoß somit mehr als halbiert (Statista 2025b). Vom Nettostromverbrauch in Höhe von 464 TWh für 2024 lag der Anteil der privaten Haushalte mit 133 TWh bei weniger als einem Drittel (BDEW 2024b).

Die Ausbauziele sind ambitioniert: Bis 2030 sollen mindestens 80 Prozent bzw. 600 TWh erneuerbar produziert werden (Bundesministerium der Justiz 2023).

² Einige Akteure äußern Zweifel an dem Ausmaß des steigenden Strombedarfs. Als Grund für eine niedrigere Schätzung wird eine erwartete Schrumpfung der energieintensiven Industriebetriebe in Deutschland genannt (Lange 2024).

³ Neben der in diesem Papier beschriebenen Konsistenz (Wechsel der Stromerzeugung durch emissionsarme Technologien wie die erneuerbaren Energien) sind Effizienz und Suffizienz zwei weitere entscheidende Säulen zum Gelingen der Energiewende. Produkte und Dienstleistungen werden einerseits mit weniger Energie und Ressourcen her- bzw. bereitgestellt (Effizienz). Gleichzeitig gilt es stärker zu beachten, welche Bedarfe wirklich befriedigt werden sollten und wo Überkonsum weder Wohlergehen noch Zufriedenheit fördert, sondern nur zerstörerisch wirkt (Suffizienz). Effizienz und Suffizienz werden in der vorliegenden Analyse nicht weiter vertieft. An dieser Stelle sei auf die vielfältige Publikationslandschaft zu diesen Themen verwiesen (Suffizienzdatenbank; Zell-Ziegler et al. 2025; Nobis et al. 2024). Dies ist jedoch nicht Ausdruck mangelnder Bedeutung für die Transformation. Je weniger Strom benötigt wird, desto geringer fallen der Ausbaubedarf, ggfs. der Import von Strom, der Ressourcenverbrauch und damit die aufzubringenden Kosten aus. Es geht folglich immer auch darum, wie Strom besser und sparsamer genutzt werden kann.

⁴ Die Bruttostromerzeugung umfasst auch die produzierte Strommenge, die durch Netzverluste und den Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen verbraucht wird.

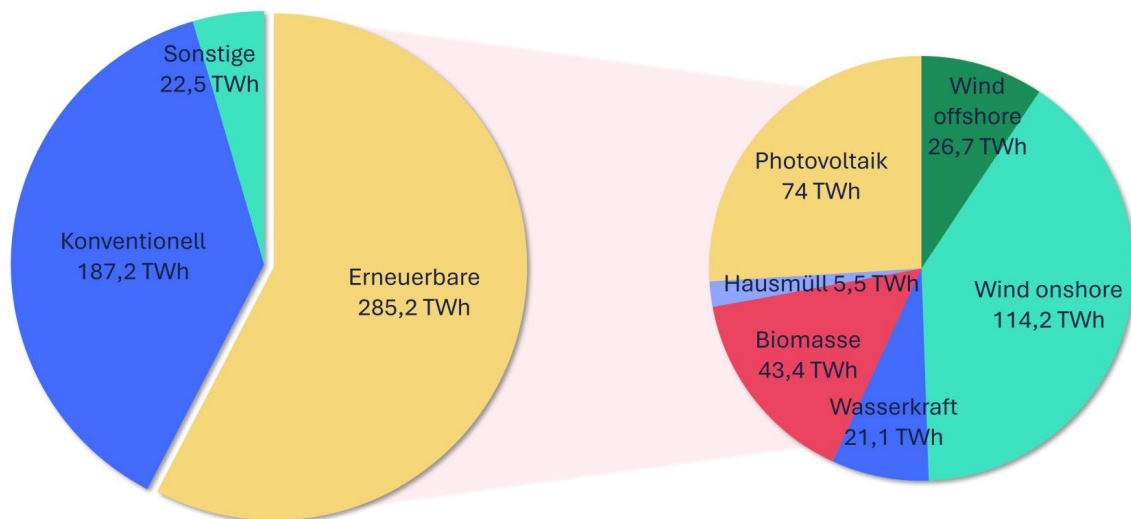


Abbildung 3: Im Inland produzierte und ins Netz eingespeiste Strommenge; eigene Darstellung der Bruttostromerzeugung 2024 nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) (2024)

Exkurs: Ausbau der Photovoltaik auf Dächern und Balkonen

Private Haushalte haben in den Jahren 2023 und 2024 in bemerkenswerter Größenordnung auf den Ausbau der Photovoltaik gesetzt. Von der 14,6 GW neu installierten Leistung in 2023 entfielen 8 GW auf große Freiflächen und 6,6 GW auf Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH). Im Jahr 2024 entfielen zwei Drittel des Zubaus von 16,2 GW an Photovoltaik auf Hausdächern, an Gebäuden und Fassaden. Fast 90 Prozent der neu gebauten Eigenheime wurden mit Photovoltaikanlagen ausgestattet. In einigen Bundesländern, wie beispielsweise Baden-Württemberg gilt eine PV-Pflicht bei Neubauten. Bis Ende 2023 wurden knapp 3 Mio. PV-Anlagen auf den Dächern von EZFH installiert mit einer Gesamtleistung von 22,4 GW (LichtBlick SE 2024). Der Aufwuchs im privaten Segment setzte sich auch im Jahr 2024 fort.

Im Gegensatz hierzu ist der Aufwuchs an PV-Anlagen im Mehrfamilienhaussegment deutlich geringer. Die Weitergabe des Stroms wurde im Rahmen des EEG durch eine Reform der Mieterstromregelungen und Regelungen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erleichtert. Dennoch waren im Marktstammdatenregister Mitte 2024 nur 9.000 Mieterstromanlagen gemeldet (Breddermann und Henger 2024).

Deutlichen Aufwuchs gab es bei den sog. Balkonsolaranlagen. Seit Oktober 2024 gilt eine erleichterte Installation von Steckersolaranlagen, auch bekannt unter Balkonkraftwerken. Mietende und Wohnungseigentümer:innen können von ihren Vermietenden bzw. Eigentümergemeinschaften die Gestattung der Installation eines Balkonkraftwerks verlangen. Ein Eintrag ins Marktstammdatenregister ist ausreichend, eine Genehmigung des Netzbetreibers nicht mehr erforderlich. Die BNetzA registrierte 2024 ca. 435.000 Anlagen, wobei vermutlich nicht alle Balkonanlagen auch im Marktstammdatenregister registriert werden. Nach diesen Zahlen hatten Balkonsolaranlagen damit einen Anteil von 2,6 Prozent (0,4GW) des Solarzubaus (Bundesnetzagentur 2025a). Die Bundesregierung spricht von 730.000 am Netz befindlichen Steckersolaranlagen (Die Bundesregierung 2024a).

Mieterhaushalte profitieren vor allem seit dieser Reform stärker vom günstigen, eigenproduzierten Strom, aber noch in deutlich begrenzterem Umfang als dies Eigenheimbesitzende vermögen (vgl. Kapitel 2.5).

1.2 Herausforderungen im Zuge der Energiewende

Erneuerbare Energien übernehmen zunehmend eine entscheidende Rolle bei der Sicherstellung der Stromversorgung. Auf die ihnen innewohnenden Besonderheiten ist das Stromnetz bisher nicht vollständig ausgerichtet. Daher gilt es, Lösungen für aufkommende Risiken zu finden und umzusetzen.

Netzstabilität weiterhin sichern

Wind- und Solaranlagen liefern stark variierende Strommengen. An sonnenreichen Tagen um die Mittagszeit kann die Einspeiseleistung eine Höhe erreichen, für die die Verteilnetze noch nicht ausreichend ausgelegt sind. Bei weiterem zügigem und geplantem Zubau von PV-Anlagen kann es zu Engpässen kommen, wenn Flexibilitätpotenziale sowohl in der Einspeisung, Speicherung als auch bei der Nachfrage nicht adäquat gesteigert werden (Schmidt et al. 2024).

Zeiten negativer Strompreise minimieren

Ein Überangebot an Strom führt zunehmend zu Null-Preisen, in der Literatur beschrieben als „Kannibalisierungseffekt“. Die wenig steuerbare Erzeugung und die zeitlich undifferenzierte Förderung führen zu negativen Preisen an der Strombörse. Kleine Photovoltaikanlagen bis 100 kW (Bundesnetzagentur 2025b) installierter Leistung verschärfen die Preisproblematik, da sie auf Preissignale nicht reagieren. 70 Prozent der PV-Anlagen sind noch durch eine feste Einspeisevergütung gesichert. Die Differenz zwischen ggf. negativen Strompreisen und der Einspeisevergütung wird aus Haushaltsmitteln ausgeglichen. Betreiber größerer Anlagen hingegen nehmen in Zeiten drohender negativer Strompreise ihre Anlagen vom Netz oder könnten ihn in Batteriespeichern einlagern. Werden die Anlagen immer länger vom Netz genommen, könnte dies negative Auswirkungen auf die Finanzkalkulation der Projekte haben. Betroffen sind folglich Betreiber größerer Anlagen und Direktvermarkter sowie die öffentliche Hand durch erhöhte Aufwendungen der Einspeisevergütung.

Anfang 2025 wurde die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts Maßnahmen zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse verabschiedet. Künftig erhalten bspw. Betreiber:innen neuer Photovoltaikanlagen keine EEG-Vergütung mehr in Zeiten negativer Strompreise. Die hierdurch nicht mehr geförderte Strommenge kann in die Zeit nach Ablauf des Vergütungszeitraums von 20 Jahren verschoben werden. Mit dieser und weiterer Maßnahmen wird eine systemdienlichere Integration der erneuerbaren Energien vorangetrieben (Die Bundesregierung 2025).

Redispatch verringern

Das schwankende Stromangebot einerseits und die begrenzte Kapazität des Stromnetzes sowie fehlende Speicher auf der anderen Seite führen immer wieder dazu, dass Stromerzeuger abgestellt werden müssen, um Überlastungen im Stromnetz zu vermeiden oder zu beseitigen. Wenn im Netz ein Engpass droht, wird die Erzeugungsleistung vor dem Engpass gedrosselt oder abgeregelt. Gleichzeitig erhöhen Stromerzeuger nach dem Engpass ihre Einspeisung. Dieser Vorgang des Herunterfahrens von Erzeugern (typischerweise Wind im Norden) sowie das Hochfahren von Erzeugern (Gaskraftwerke im Süden) auf der anderen Seite wird Redispatch genannt (Bundesnetzagentur o. J.a). Die Menge an Strom, die aufgrund von Redispatchmaßnahmen im Jahr 2022 laut Monitoringbericht Energiewende nicht erzeugt wurde, betrug über acht TWh (Löschel et al. 2024). Abgeregelt Kraftwerken wird eine Entschädigung gezahlt, das Hochfahren fossiler Kraftwerke verursacht ebenfalls Kosten (Gasbezug und CO₂-Kosten). Die Redispatch-Kosten steigen seit 2020. Abhilfe schafft hier der Ausbau der Übertragungsnetze.

Energieökonom:innen schlagen zudem die Aufteilung der einheitlichen Stromgebotzone und damit eine konsequentere lokale Bepreisung vor, die die Netzkapazitäten berücksichtigt und somit Erzeugung und Verbrauch auch lokal zusammenbringen können (Zwölf Energieökonom:innen). In der politischen Debatte ist dieser Vorschlag umstritten (BDI 2024).

1.3 Ausbaubedarf der Infrastruktur

Erweiterung der Übertragungsnetze

Grundlage für die konkreten Ausbauplanungen ist der Netzentwicklungsplan, der alle zwei Jahre von den vier Übertragungsnetzbetreibern (TenneT, Amprion, 50Hertz und TransnetBW) erstellt und durch die BNetzA freigegeben wird. Dort sind die wichtigsten Netzausbauvorhaben für ein funktionierendes Stromübertragungssystem enthalten (Löschel et al. 2024). Der jüngste Netzentwicklungsplan (NEP 2037/2045) beschreibt erstmals ein Stromnetz, das auf das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 sowie einen dekarbonisierten Stromsektor bis 2035 ausgerichtet ist. Von den bisher avisierten 16.000 km Ausbau der Übertragungsnetze (BBPIG und EnLAG) wurden bis Mitte 2024 knapp ein Fünftel bereits realisiert, etwa die selbe Länge ist genehmigt bzw. im Bau befindlich (Bundesnetzagentur 2025c).

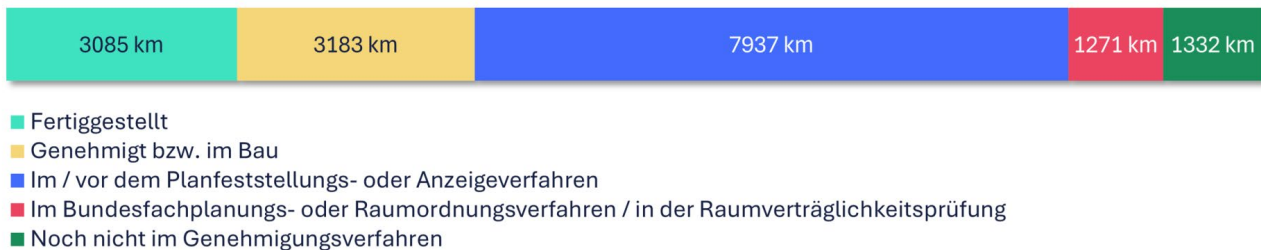


Abbildung 4: Ausbauplanungen der Übertragungsnetze (BBPIG und EnLAG); eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur (2024b, S. 6)

Im Jahr 2015 wurden im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) für Pilotprojekte die Erdverkabelung statt Freilandleitungen ermöglicht. Die Erdverkabelung ist nicht nur beim Bau um den Faktor sechs teurer (Amprion), auch die spätere Unterhaltung der Leitungen wird die Kosten in die Höhe treiben. Darüber hinaus verzögerte sich der Ausbau durch die Umplanung.

Ausbau Verteilnetze

Auf Verteilnetzebene gibt es ca. 885 regionale Unternehmen (BDEW 2024c), ca. 80 von ihnen haben mehr als 100.000 Kund:innen. Sie decken ca. drei Viertel des Verteilnetzes ab sowie fast das gesamte Hochspannungsnetz und etwa 80 Prozent des Mittel- und Niederspannungsnetzes (Bauermann et al. 2024). Alle zwei Jahre müssen sie einen Netzausbauplan veröffentlichen. Daraus wird erkennbar, wie viele zusätzliche Anschlüsse prognostiziert werden. Auch der Umfang der künftigen Einspeisung und Ausspeisung, die von ihnen geplanten Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Netzes sowie die prognostizierten Investitionskosten sind enthalten.

Bis 2045 besteht ein Aus- und Umbaubedarf für das Hochspannungsnetz von ca. 43.000 km (Bestand 2023: 95.400 km), für das Mittelspannungsnetz von 269.000 km (Bestand 2023: 529.400 km) und das Niederspannungsnetz von ca. 226.000 km (Bestand 2023: 1.287.800 km) (Bundesnetzagentur 2025c), wobei der größte Teil der Investitionen auf die Hoch- und Mittelspannungsebene entfällt, so die Berechnung des IMK nach Auswertung der Netzausbaupläne (Bauermann et al. 2024). Doch nicht nur Leitungen müssen gelegt werden, sondern auch Umspannwerke und Ortsnetzstationen erneuert oder

neu gebaut werden, was etwa ein Drittel der Investitionen beansprucht.⁵ Ein großer Teil des Ausbaus erfolgt in den kommenden zehn Jahren.

Speicherkapazitäten ausbauen

Zur Deckung der Residuallast, d. h. der Stromnachfrage, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, werden neben steuerbaren Kraftwerken Speicher benötigt. Sie könnten dazu beitragen, Preisspitzen zu glätten, negative Strompreise zu verhindern und je nach Speicherart kurzfristige Prognose-Fehler in Bezug auf Wind- und Solarerzeugung auszugleichen (Hirth 2025). Es gibt verschiedene Arten von Speichern, die sich in der Speicherkapazität und der Ausspeicherdauer, d. h. dem Zeitraum, in dem ein Speicher Energie liefern kann, unterscheiden. Technologisch unterscheidet man Energiespeicher in mechanische (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Schwungradspeicher), chemische (Power-to-Gas-Anlagen, Power-to-Liquid-Anlagen, Power-to-Chemicals-Anlagen), elektrochemische Energiespeicher (Batteriespeicher), elektrische (supraleitende magnetische Speicher, Superkondensatoren) und thermische Energiespeicher (sensible Wärmespeicher, Latentspeicher, Thermochemische Speicher) (Energie-Experten.org 2021).

Batteriespeicher sind mittlerweile nicht nur wettbewerbsfähig. Sie bergen weitere Vorteile. Der Platz- und Landschaftsverbrauch ist begrenzt. Da sie keinen Brennstoff benötigen, entfällt zudem investitionsintensive und flächenintensive Infrastruktur (Gaspipeline oder Kohlehafen). Sie liefern bei Bedarf schnell Strom und sind leicht zu skalieren. Nicht zuletzt emittieren sie keine Treibhausgase (Hirth 2025).

Der bisherige Zubau von Speichern ist bemerkenswert. So hat sich die Leistung und Kapazität von kleinen Stromspeichern seit 2020 mehr als verzehnfacht (Figgenger et al. 2025). Der technische Fortschritt in der Batterietechnologie und der damit einhergehende Preisverfall sorgt für eine rasche Verbreitung gerade auch in Kombination von PV-Anlagen in Haushalten. Stand Mitte Januar 2025 sind knapp 1,7 Mio. Batteriespeicher registriert, der weit überwiegende Teil sind Heimspeicher. Auch Großspeicher werden vermehrt gebaut und eingesetzt. Aktuell sind ca. 270 Batteriegroßspeicher mit einer Leistung von 1,7 GW installiert (Figgenger et al. 2025). Bei den Übertragungsnetzbetreibern lagen Ende 2024 650 Anschlussbegehren für Batteriegroßspeicher mit einer Gesamtleistung von 226 GW vor (Enkhardt 2025). Da viele Projektierer bei mehreren Netzbetreibern parallel anfragen, werden nicht alle realisiert werden. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion bezeichnet die Entwicklung dennoch als „Tsunami an Anschlussbegehren“ (Johannsen 2024).

Speicher sind bisher noch nicht an den Systemkosten bspw. durch die Erhebung von Netzentgelten beteiligt.

⁵ Der Branchenverband BDEW und ZVEI kommen in einer Studie zu leicht unterschiedlichen Bedarfen. Sie rechnen mit 35.000 km Hochspannungsleitungen, 262.000 km Mittelspannungskabeln und 526.000 km Niederspannungskabel. Die Diskrepanz v. a. auf der Niederspannungsebene wird auf unterschiedliche Planungsgenauigkeit zurückgeführt. BDEW und zvei 2024.

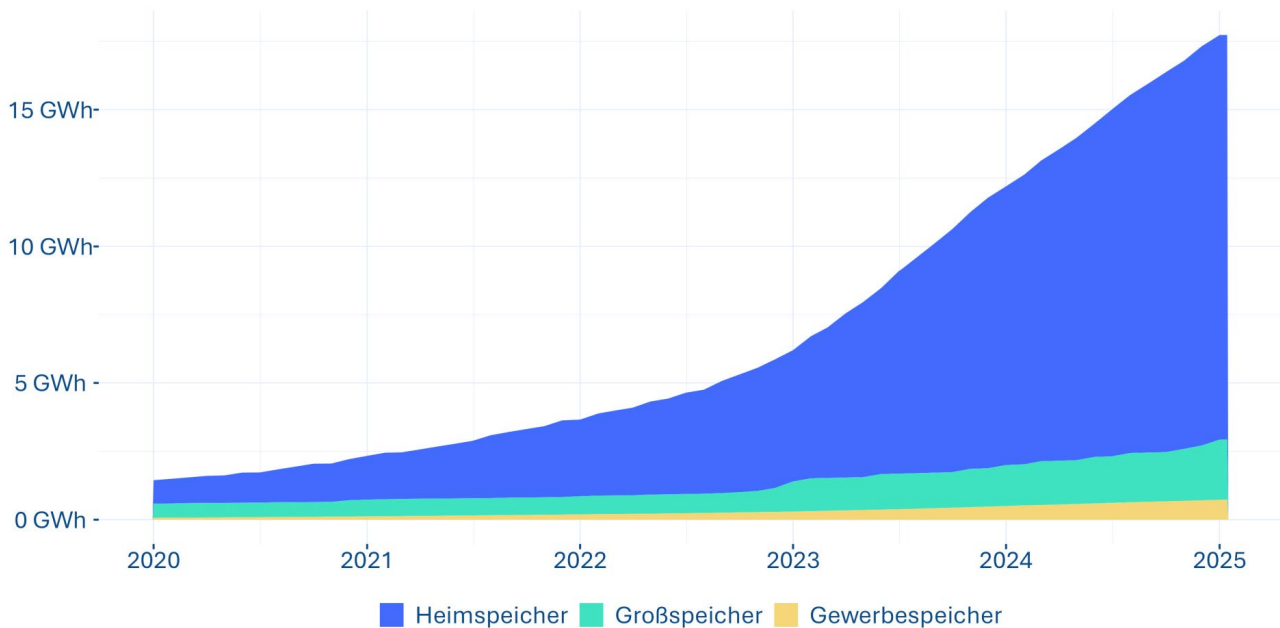


Abbildung 5: Batteriekapazität in Deutschland (Alle Batterietechnologien); eigene Darstellung nach RWTH Aachen (o. J.)

Steuerbare Kraftwerkskapazitäten

Darüber hinaus werden steuerbare Kraftwerkskapazitäten die Residuallast decken und zur nötigen Flexibilisierung beitragen. Hierfür kommen im Wesentlichen wasserstofffähige Kraftwerke infrage. Im Rahmen des Kraftwerksicherungsgesetzes (KWStG) sollten insgesamt 12,5 Gigawatt an Kraftwerkskapazität ausgeschrieben werden. Die vorzeitige Beendigung der Legislaturperiode verhinderte die Verabschiedung des Gesetzes. Wie groß die steuerbaren Kraftwerkskapazitäten angesichts der Entwicklung im Batteriespeichermarkt ausfallen muss, ist Gegenstand neuerer Debatten (Hirth 2025; Lange 2024).

1.4 Flexibilisierung der Stromnachfrage und des Stromangebots

Lastspitzen im Stromnetz lassen sich durch eine Flexibilisierung der Nachfrage im Strombereich abflachen. Gesamtökonomisch betrachtet gelingt dies am besten durch flexible Stromtarife und Netzentgelte, die den Strom günstiger abgeben in Zeiten, in denen ein Überschuss an Strom vorhanden ist und bei Knappheit die Preise verteuern. Die Abflachung der Lastspitzen senkt den Ausbaubedarf und damit die Kosten. Teure und ineffiziente Spitzenlastkraftwerke werden bei einem gleichmäßigeren Strombedarf seltener eingesetzt. Dies senkt zudem die negative Umwelt- und Klimawirkung.

Zeitflexible Preisbestandteile können sich sowohl auf den Strom als auch auf die Netzentgelte beziehen. Dabei werden variable und dynamische Tarife unterschieden. Variable Tarife unterscheiden sich z. B. nach Tageszeiten, Wochentagen oder Jahreszeiten, sind jedoch vorab festgelegt. Als Grundlage dienen Erfahrungen zu typischen Schwankungen und nicht die realen Bezugskosten des Stroms. Dieses wird bei dynamischen Tarifen zugrunde gelegt. Hier bilden die aktuellen Preise die Grundlage der Tarife. Folglich können sich die Preise mehrmals am Tag ändern. Preisober- und Untergrenzen sind grundsätzlich möglich, bisher jedoch nicht vorgesehen. Die Preisrisiken werden dadurch auf die privaten Haushalte übertragen. Seit Anfang 2025 ist jeder Stromversorger gesetzlich verpflichtet, Haushalten einen dynamischen Stromtarif anzubieten. Die Wahl des Tarifs liegt weiterhin

bei den Verbraucher:innen. Ein Bestandteil des Preises (flexibler Arbeitspreis) wäre ein am Vortag festgelegter stündlicher Strompreis entsprechend des Großhandelspreises. Die weiteren Preisbestandteile (Grundpreis, Umlagen, Netzentgelte, Steuern, Abgaben und eine Servicegebühr) bleiben konstant. Gerade Großverbraucher wie E-Autos oder in begrenztem Umfang auch Wärmepumpen oder „smarte“ Haushaltsgeräte können zeitlich gesteuert werden. Gesamtwirtschaftlich ergeben sich hierdurch Einsparpotenziale.

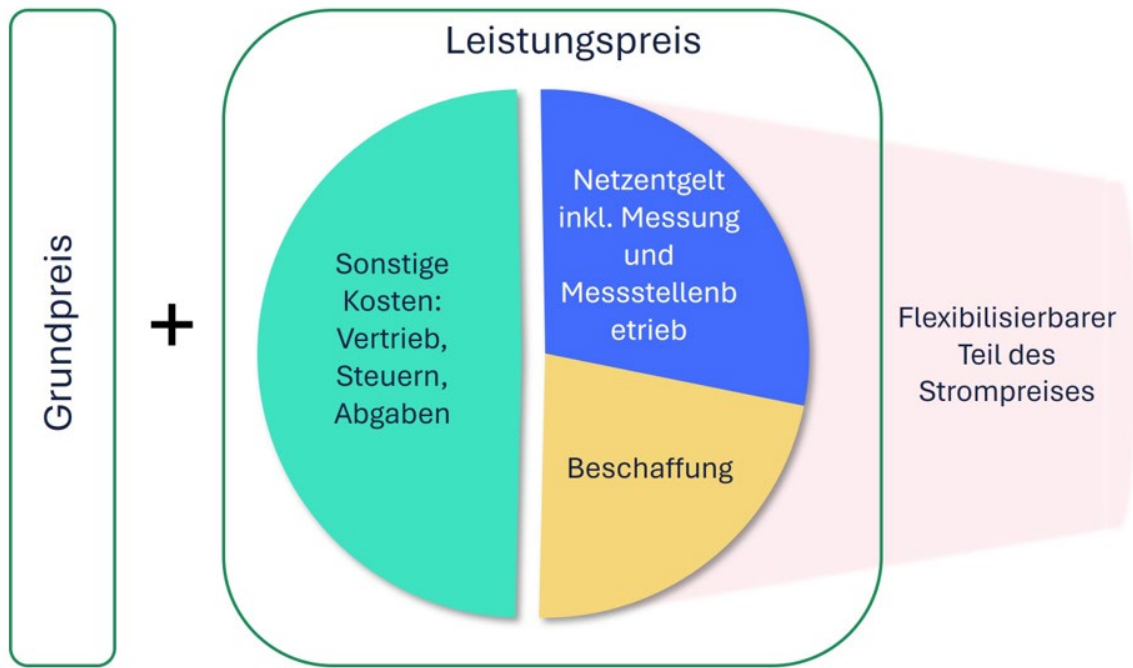


Abbildung 6: Flexibilisierbare Teile des Strompreises. Aufteilung der Kostenbestandteile Beschaffung und Vertrieb geschätzt nach Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (2024, S. 29)

Analog zu den Stromtarifen können auch Netzentgelte variabel gestaltet werden. Diese müssten vom Regulierer vorgeschrieben werden. Bereits heute können spezielle Tarifkonditionen für den Strombezug für Wärmepumpen und Wallboxen vereinbart werden. Hier gelten verringerte Netzentgelte. Im Gegenzug ist es den Netzbetreibern bei drohender Netzüberlastung erlaubt, den Strombezug zeitlich begrenzt zu reduzieren.⁶

Auch das durch Haushalte selbst produzierte Stromangebot kann in Grenzen zeitlich gestreckt werden. Batteriespeicher in Haushalten können so programmiert werden, dass sie sich bei einem Überangebot an Strom aufladen. E-Autos könnten (bidirektionales Laden vorausgesetzt) als Batteriespeicher genutzt werden, die ebenfalls bei hohem Stromangebot geladen und bei geringem Stromangebot Energie ins Netz abgeben. Hierfür fehlt bisher der finanzielle Anreiz.

Für die Flexibilisierung der Nachfrage und des Angebots müssen intelligente Messsysteme in allen Haushalten installiert werden. Seit dem 01.01.2025 hat jeder Haushalt das Recht, vom Netzbetreiber einen sogenannten Smart Meter zu erhalten, der permanent den Energieverbrauch misst und die Daten

⁶ Die Lastverteilung der Netzkosten erhält zunehmend eine soziale Schieflage, da Haushalte mit eigener PV-Anlage und Batteriespeicher für den selbstproduzierten und gespeicherten Strom keine Netzentgelte entrichten und die Kosten damit verstärkt von den Haushalten finanziert werden, die den gesamten Strombedarf aus dem Netz beziehen. Weiteres zu den Verteilungswirkungen findet sich in Kapitel 2.2.

an das Stromunternehmen übermittelt. Die Messstellenbetreiber klagen jedoch über Lieferschwierigkeiten, weshalb bisher (Stand 2023) in Deutschland nur 570.000 Zähler verbaut wurden (Statista 2023). Die flächendeckende Verbreitung wird noch einige Jahre dauern.

Durch eine angebotsangepasste Nachfrage nach Strom auf Seiten der Haushalte können 20 TWh Strom pro Jahr eingespart werden, was den Bedarf an Brennstoff und weiteren Mehrkosten verringert. Diese würden sich laut Agora Energiewende allein im Jahr 2035 auf 10 Prozent des Gesamtstrombedarfs und 4,8 Mrd. Euro belaufen (Agora Think Tanks 2024).

	Flexibilisierung Stromnachfrage in Haushalten		Flexibilisierung Stromangebot in Haushalten
	Stromtarif	Netzentgelt	
	Reagiert auf Knappheit und Überschuss bei der Stromerzeugung	Reagiert auf Knappheit und Überschuss bei den Transport- und Verteilnetzkapazitäten	Reagiert auf Knappheit und Überschuss bei Stromerzeugung und Netzkapazitäten
Rechtliche Grundlage	§ 41a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz); ab 2025 müssen alle Anbieter:innen dynamische Tarife anbieten	§ 14a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz); ab 2025 haben alle Verbraucher:innen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen Recht auf variable Netzentgelte in der Niederspannung	u. a. § 9 EEG (Einspeisevergütung wird bei negativen Strompreisen nicht gezahlt)
Variabel	Arbeitspreis: Tarif ändert sich zu vorher festgelegten Zeitpunkten; Grundpreis sowie Umlagen, Abgaben, Steuern und Servicegebühr bleiben gleich	Zeitliche Netzentgelte in der Niederspannung	
Dynamisch	Arbeitspreis: Tarif (Beschaffungsanteil des Tarifs) ändert sich analog zum Börsenstrompreis; es gibt keine preislichen Ober- oder Untergrenzen; Grundpreis sowie Umlagen, Abgaben, Steuern, und Servicegebühr bleiben gleich	Noch nicht existent	
Voraussetzung	<ul style="list-style-type: none"> - Smart Meter - Smarte Haushaltsgeräte - Software zur Steuerung des Verbrauchs 		<ul style="list-style-type: none"> - Smart Meter - (Batterie-)Speicher
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Nachfrage wird dem Angebot angepasst - Ökonomisch effizienter und günstiger - Verringerter Ausbau der EE-Kapazitäten und Netze - Negative Strompreise verbilligen Stromrechnung - Nachfrage wird dem Angebot angepasst - Kostenrisiko begrenzt 		<ul style="list-style-type: none"> - Angebot wird Nachfrage angepasst - Ökonomische und ökologische Effizienzgewinne
Nachteile	Dynamische Tarife: Kostenrisiko bei extremen Preisschwankungen; Verteilungswirkungen wenig erforscht	Verteilungswirkungen wenig erforscht	Ressourcenverbrauch der Speicher

Tabelle 1: Flexibilisierung Stromnachfrage in Haushalten; eigene Darstellung

1.5 Klimapolitische Risiken durch Kosten des Netzausbaus

Kosten des Netzausbaus

Die Abschätzungen der künftigen Netzausbaukosten fallen im Detail unterschiedlich aus, je nach Zeitraum und betrachtetem Netz, nicht jedoch in der groben Größenordnung. Die meisten Studien beziffern den Investitionsbedarf in die Transformation der Stromnetze auf 600 bis 730 Mrd. Euro bis 2045. Auf Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans sowie den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Verteilnetzbetreiber errechnet das IMK einen Gesamtbedarf für den Ausbau der Netze von 651 Mrd. Euro bis 2045, nahezu hälftig aufgeteilt in Übertragungs- und Verteilnetze. Nötig wäre ein Zuwachs der jährlichen Investitionssumme um 127 Prozent auf 34 Mrd. Euro (Bauermann et al. 2024).

Das Dezernat Zukunft beziffert auf Grundlage diverser Studien (Heilmann et al. 2024) die Investitionskosten in das Übertragungsnetz bis 2030 auf 183-209 Mrd. Euro, in das Verteilnetz auf 110-160 Mrd. Euro. Zum Anschluss von Onshore-Windkraft bis 2037 werden 106 Mrd. Euro veranschlagt, zum Anschluss von Offshore-Windkraft 77-103 Mrd. Euro. Für Speicher und regelbare Kraftwerke werden 4,5 Mrd. bis 2030 prognostiziert, in den Ausbau der Wasserstoffnetze knapp 19 Mrd. Euro bis 2030.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln sowie das Beratungsunternehmen ef.Ruhr errechnen einen Gesamtinvestitionsbedarf von 732 Mrd. Euro bis 2045 für das Übertragungs- und das Verteilnetz (Probst et al. 2024). Das Handelsblatt berechnet einen Investitionsbedarf allein in die Stromnetze von knapp 600 Mrd. Euro (Stratmann).

Das Institut der Deutschen Wirtschaft (IW) sowie das Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) geben den öffentlichen Investitionsbedarf in Klimaschutz für die nächsten 10 Jahre mit 200 Mrd. Euro an, wobei keine Aufschlüsselung der unterschiedlichen Positionen ausgewiesen wird. Der größte Posten umfasst die energetische Gebäudesanierung. Erst danach wird der Netzausbau für Strom und Wasserstoff erwähnt (Dullien et al. 2024). Ebenso wie bei der Transformationsstudie des BDI werden die Netzausbaukosten kaum berücksichtigt, da die Studien nur einen zusätzlichen öffentlichen Finanzierungsbedarf aufzeigen. In diesen Studien wird vorausgesetzt, dass die Kosten über die Netzentgelte finanziert werden, so dass kein zusätzlicher öffentlicher Finanzierungsbedarf festgestellt wird.

Die Höhe der Investitionskosten hängt entscheidend von der oben beschriebenen Flexibilität, der Märkte und Innovationen ab. Projektionen über einen langen Zeitraum sind zudem immer mit Unsicherheiten behaftet, da das künftige Inflationsgeschehen (Rohstoffpreise, Engpässe bei Leitungen und Komponenten etc.) nicht präzise vorausgesagt werden kann und Verzögerungen bei Genehmigungsverfahren die Kosten erhöhen können. Weiter besteht die Gefahr der Über- oder Unterdimensionierung mit unklaren Folgekosten.

Den Investitionskosten stehen Einsparungen bei den Brennstoffkosten gegenüber (Agora Think Tanks 2024), da kein Erdgas oder Erdöl mehr importiert werden muss. Im Jahr 2023 wendete Deutschland über 80 Mrd. Euro für den Import fossiler Energien auf (Matthes 2025). Diese Kosten sinken, je weiter die Energiewende voranschreitet. Auf der anderen Seite wird zukünftig Wasserstoff importiert werden mit unklaren Kosten. Ob Kosten für Engpassmanagement sinken werden, wird unterschiedlich prognostiziert und hängt mutmaßlich von der Frage der Stromgebotszonen ab. Weiter steigt durch die Elektrifizierung von Verkehr und Wärme die benötigte Strommenge und damit die Strommenge, auf die Umlagen erhoben könnten.

Elektrifizierung von Wärme und Verkehr hängt auch von Stromkosten ab

Hohe Stromkosten senken die Attraktivität der Sektorkoppelung (Elektrifizierung des Verkehrs und des Wärmesektors). Diese erfolgt kontinuierlich, allerdings mit zu geringen Steigerungsraten, um die Klimaziele erreichen zu können. So bleibt der Zubau an Wärmepumpen mit knapp 360.000 im Jahr 2023 und ca. 200.000 im Jahr 2024 noch deutlich unter der Zielmarke von 500.000 pro Jahr zurück (bwp 2024). Ein Grund für die Zurückhaltung ist der im Verhältnis zu Erdgas dreimal so teure Strom, der die Betriebskosten einer Wärmepumpe erhöht, zusätzlich zum höheren Anschaffungspreis sowie der allgemeinen Verunsicherung in der Bevölkerung angesichts unterschiedlicher Signale aus der Politik. In anderen europäischen Ländern wurde der Preisunterschied zwischen Erdgas und Strom verringert, ein höherer Anteil von Wärmepumpen ist die Folge (Löschel et al. 2024). Auch der Absatz reiner Elektroautos ist auf niedrigem Niveau nochmals gesunken von 526.000 Neuzulassungen im Jahr 2023 auf 380.600 im Jahr 2024 (Statista 2025a). Damit einher ging die Installation von 900.000 privaten, aber geförderten Ladestationen bis Mitte 2023 (Dena zitiert nach tanke.io o. J.). Ende 2024 wurden knapp 155.000 öffentliche Ladepunkte gezählt, ein Viertel davon sind Schnellladepunkte mit einer Leistung von mehr als 22 kW (dena 2025). Das Ziel der Bundesregierung, die Zahl der E-Fahrzeuge bis zum Jahr 2030 auf 15 Mio. zu erhöhen, liegt damit in weiter Ferne. Um die Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie der Autos vollziehen zu können, ist der Ausbau der Stromnetze und die Flexibilisierung der Nachfrage zentral. Denn nur damit können alle künftig nachgefragten Wärmepumpen, PV-Anlagen und Wallboxen auch ans Netz angeschlossen werden.

Kreditkosten haben hohen Einfluss auf die Finanzierungskosten

Der in kurzer Zeit erforderliche Ausbau der Stromnetze erzeugt Investitionsvolumina seitens der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die sie an ihre finanziellen Grenzen bringen. Denn je höher die aufgenommenen Kredite, desto höher wird das Kreditrisiko eingeschätzt, womit die Kreditkosten steigen, die sich wiederum steigend auf die Netzentgelte auswirken.

Exkurs: EU-rechtliche Rahmenbedingungen

Das EU-Recht hat weitreichende Implikationen auf die Energiepolitik der Mitgliedsstaaten. In Fragen der Netzentgeltregulierung hat der EuGH entschieden, dass die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde in Deutschland unabhängig von deutschen Gesetzen und Verordnungen, sondern nur auf Grundlage des EU-Rechts handeln muss (Schilderoth 2024). Mit der Elektrizitätsbinnenmarktreform vom Juni 2024 wurde klargestellt, dass nationale Regulierungsbehörden einen weiten Ermessensspielraum haben. Darüber hinaus obliegt es ihnen, die Klimaziele in ihren Regulierungsaufgaben im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes zu berücksichtigen.

Nicht immer ist eindeutig, wann staatliche Zuschüsse zum Ausbau von Energienetzen in den Anwendungsbereich des EU-Beihilferechts fallen (Kahl und Kahles 2022). Auch bei Förderprogrammen, mit denen die Transformation im Energiebereich unterstützt werden sollen, stellen sich immer wieder beihilferechtliche Fragen. Prinzipiell sind Zuschüsse zum Ausbau der Stromnetze jedoch mit EU-Recht vereinbar. Auch spezielle Maßnahmen zur Unterstützung schutzbedürftiger Haushalte, wie bspw. Sozialtarife, sind EU-rechtskonform.

2 Herausforderungen aus sozialer Sicht

Die Transformation des Stromsystems hat soziale Implikationen. Beim Netzausbau stellt sich die Frage der Finanzierung, da die bisherige Form über Netzentgelte ärmere Haushalte in Relation zu ihrem Einkommen stärker belastet als Gutverdienende. Würde der anstehende Finanzierungsbedarf ebenso über Netzentgelte erhoben, würde das soziale Schiefplayen weiter befördern. Denn im Gegensatz zu Einkommensstarken haben geringverdienende Haushalte keine finanziellen Spielräume, um sich steigende Energiepreise leisten zu können. Energiearmut ist bereits heute ein relevantes Problem, wie auch der Expertenrat für Klimafragen der Bundesregierung analysiert (Expertenrat für Klimafragen 2025). Die Zunahme von eigenproduziertem Strom verschärft momentan die Verteilungsfrage.

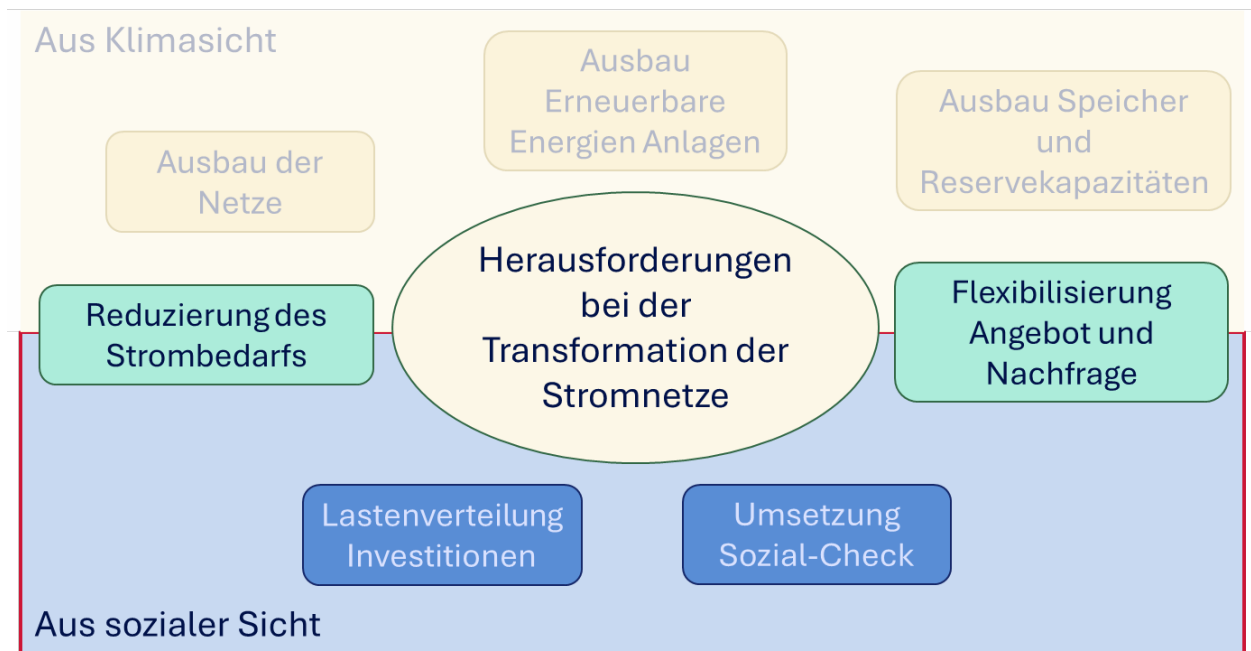


Abbildung 7: Transformation der Stromnetze aus sozialer Sicht; eigene Darstellung

2.1 Reduzierung des Strombedarfs

Der Anstieg des künftigen Strombedarfs hat Auswirkungen auf die mit dem Netzausbau verbundenen Kosten. Je stärker Effizienzpotenziale genutzt werden, ohne Rebound-Effekte zu erzeugen, je mehr sich Suffizienz in den einzelnen Konsumbereichen durchsetzt und die Entwicklung in der Batterietechnologie voranschreitet, desto geringer fallen der Ausbaubedarf und die nötigen Investitionskosten aus. Damit wird auch die Kostenbelastung einkommensärmerer Haushalte reduziert. Die EU hat hierfür das Prinzip des „Efficiency First“ als geltendes Recht etabliert. Das bedeutet, dass Energieeffizienz prioritär genutzt werden sollte, wenn sie wirtschaftlicher ist als ein Ausbau der Energieversorgung (European Commission). Auf nationaler Ebene wird dies bisher nicht ausreichend berücksichtigt.

2.2 Netzentgelte als regressiv wirkender Kostentreiber

Strompreis und dessen Zusammensetzung

Der Strompreis für die privaten Haushalte betrug im Dezember 2024 ca. 41 ct/kWh (BDEW 2024a). Davon entfallen 29 Prozent oder 11,5 ct/kWh auf das Netzentgelt, 12 ct/kWh oder 29 Prozent auf Steuern, Abgaben und Umlagen. Strombeschaffung und Vertrieb belaufen sich auf knapp 17,6 ct/kWh oder 43 Prozent.

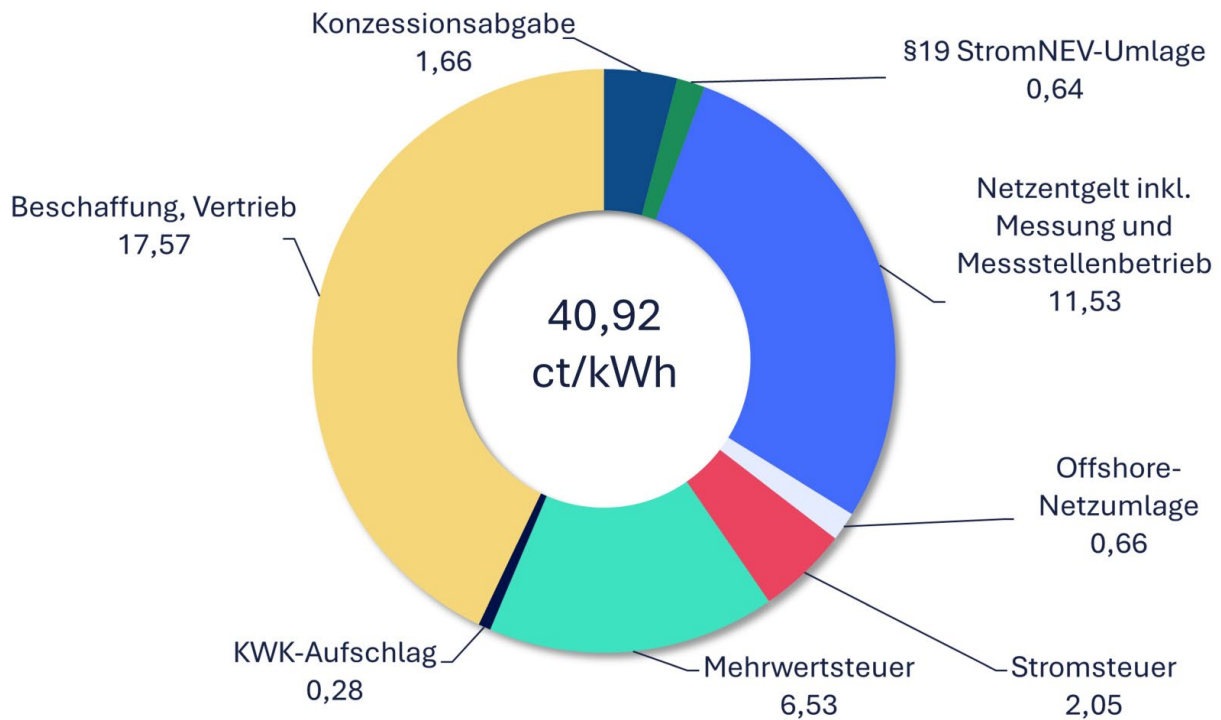


Abbildung 8: Zusammensetzung des Strompreises (Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh); eigene Darstellung nach BDEW (2024a)

Die Einspeisevergütung, die durch die EEG-Umlage in Höhe von ca. 6-7 ct/kWh auf den Stromverbrauch aufgeschlagen wurde, wird seit dem 01.07.2022 auf anderen Wegen finanziert. Zunächst über den Klima- und Transformationsfonds (KTF), seit 2024 werden die Mittel über den Haushalt aufgebracht, was zu einem deutlichen Absinken der Umlagen-Quote auf den Strom geführt hat. Davon haben relativ betrachtet vor allem Haushalte mit geringem Einkommen profitiert. Sie mussten bis zur Abschaffung einen dreifach so hohen Anteil ihres Einkommens für die EEG-Umlage aufwenden als Haushalte mit hohem Einkommen (Schumacher und Cludius 2020).

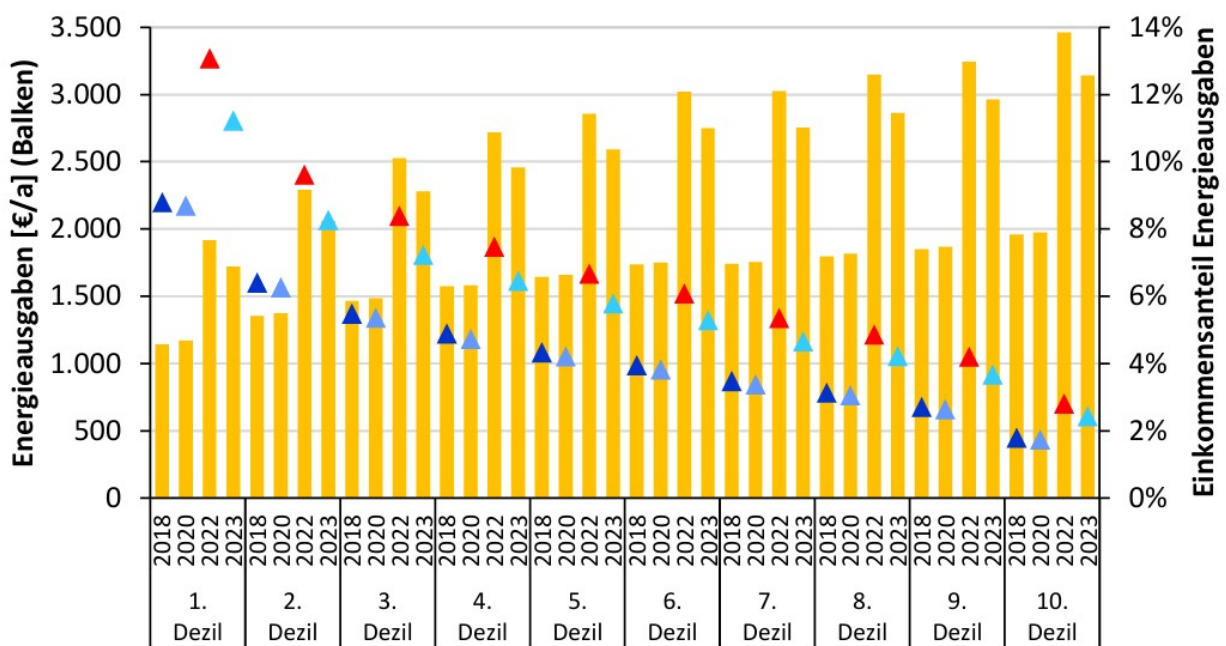
Bisherige Finanzierung des Netzausbaus

Grundsätzlich werden die Kosten des Stromnetzausbaus von den Stromkund:innen über die Netzentgelte finanziert. Die Netzentgelte untergliedern sich in Übertragungsnetzentgelte (Kostenanteil ca. 30 Prozent) und Verteilnetzentgelte (Kostenanteil ca. 70 Prozent) (Vogel et al. 2025). Die Höhe der Übertragungsnetzentgelte ist seit 2023 bundesweit einheitlich, die Verteilnetzentgelte unterscheiden sich. Seit 2025 greift eine Reform der Bundesnetzagentur zur Angleichung der Netzentgelte. Damit werden Netzkosten aus teuren Regionen, d. h. aus Regionen, in denen viele erneuerbare Energien zugebaut wurden, über eine bundesweite Umlage gedeckt. Insbesondere im Nordosten sinken damit die absoluten Netzentgelte (Bundesnetzagentur 2024a).

Aufgrund der zu Beginn des Krieges in der Ukraine stark gestiegenen Energiekosten sowie des steigenden CO₂-Preises gewährte die Bundesregierung im Jahr 2023 einen Zuschuss von 12,8 Mrd. Euro zur Senkung der Netzentgelte (Bundesnetzagentur 2024c). Die zur Senkung der Übertragungsnetzentgelte geplanten 5,5 Mrd. Euro Zuschüsse für 2024 wurden im Zuge des Urteils des BVerfG zum KTF im Dezember 2023 gestrichen (Heilmann et al. 2024). Für 2025 ist ein erneuter Zuschuss von 1,32 Mrd Euro geplant (Die Bundesregierung 2024b).

Regressive Verteilungswirkung von Umlagen

Der Anteil der Energieausgaben im untersten Einkommensdezil im Jahr 2023 lag bei ca. 12 Prozent, während er im obersten Dezil lediglich 2 Prozent ausmachte (Löschel et al. 2024). Die zugrundeliegenden Daten basieren auf einer EVS-Stichprobe aus dem Jahr 2018. Neuere Daten legen den Schluss nahe, dass sich die Energieausgaben zunehmend angleichen (Löschel et al. 2024), was die Regressivität jedoch verstärkt.



Anmerkung: Das Einkommen wurde pauschal mit 10 % fortgeschrieben. Unter Berücksichtigung der Strom- und Gaspreisbremse im Jahr 2023. Ausgaben sind ohne Berücksichtigung von Transferleistungen, wie z. B. die Übernahme der Kosten der Heizung im Rahmen des Bürgergelds, angelegt. Preise basieren auf BDEW (2024a, 2024b), BMWK (2022), BNetzA (2023), Destatis (2023), Bach und Knautz (2022)

Quelle: Berechnungen Öko-Institut auf Basis der Statistisches Bundesamt (Destatis) (2022)– Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 (statistisch repräsentativ).

Abbildung 9: Entwicklung der Energieausgaben für Wärme und Strom im Durchschnitt pro Einkommensgruppe (2018 bis 2023). Quelle: Löschel et al. (2024, S. 279)

Reduzierte Netzentgelte in der Industrie

Neben der regressiven Verteilungswirkung der Netzentgelte verstärken weitere Entwicklungen die soziale Schieflage. So zahlen Industrieunternehmen, deren Stromverbrauch 10 Gigawattstunden im Jahr übersteigt, reduzierte Netzentgelte. Die Kosten werden nach der konkreten Netznutzungsstundenzahl von Betrieben gestaffelt und liegen zwischen 10 und 20 Prozent der üblichen Netzentgelte. Auch die Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Offshore-Netzumlage sind reduziert oder entfallen (StromAuskunft 2025). Besonders große industrielle Verbraucher mit einem sehr gleichmäßigen Stromverbrauch können individuelle Netzentgelte beantragen, die auf der Grundlage ihrer erzeugten Kosten berechnet werden (Next Kraftwerke 2023). Die entgangenen Einnahmen werden auf alle anderen Netznutzer umgelegt.

Aufgrund der Sondernetzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV erzielten im vergangenen Jahr rund 400 Bandlastkund:innen und rund 4200 atypische Netznutzer:innen in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur insgesamt Netzentgeltreduzierungen von über einer Mrd Euro. Die den Netzbetreibern dadurch entgehenden Erlöse wurden durch eine Umlage an alle Netznutzer:innen umgelegt, was jede kWh um 0,643ct verteuerte (Enkhardt 2024). Dies wird gerade von der Bundesnetzagentur, die für die Festlegung der Höhe der Netzentgelte zuständig ist, geändert. Sie schlägt eine weitere Flexibilisierung der Netzentgelte vor – abhängig von der Stromverfügbarkeit.

Selbstverbraucher mit Batteriespeichern

Hinzu kommt eine ungerechte Lastenverteilung der Netzkosten durch Selbstverbraucher mit Batteriespeichern. Je mehr Haushalte im mittleren und oberen Einkommenssegment eine eigene PV-Anlage auf das Dach sowie einen Batteriespeicher in den Keller bauen und der eigenproduzierte Strom einen Großteil des Verbrauchs ausmacht, desto weniger tragen diese zur Finanzierung des Netzausbaus bei. Denn durch den reduzierten Strombezug senken sie ihre Beiträge zu den Netzentgelten. Diese werden dann auf den Verbrauch der anderen Strombezieher:innen aufgeteilt, die sich eine Eigenversorgung samt Speicherung nicht leisten können oder denen sie verwehrt bleibt. Hierunter fallen vor allem Mietende.

Durch einen verringerten Strombezug aus dem Netz sinkt der Beitrag dieser Haushalte zum Ausbau und der Instandhaltung der Netze über die Netzentgelte. Die Kosten werden überproportional von den Haushalten getragen, die ihren Strombezug über das Netz nicht verringern können.

Regional differenzierte Netzentgelte

Bisher mussten die Regionen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien höhere Netzentgelte zahlen, da die Kosten des Verteilnetzausbaus regional auf die Netzentgelte aufgeschlagen wurden. Dies wurde von der Bundesnetzagentur mittlerweile teilweise korrigiert. Der dadurch umverteilte Betrag wird vom Umweltbundesamt für das Jahr 2025 mit 2,4 Mrd. Euro angegeben. Dies bedeutet eine Entlastung für Haushalte mit durchschnittlichem Verbrauch von 3.500 kWh von 200 Euro pro Jahr, Haushalte außerhalb der entlasteten Verteilnetzgebiete werden mit durchschnittlich 42 Euro pro Jahr belastet (UBA 2025).

⁷ Zu weiteren Verzerrungen aufgrund der vertikalen Kostenwälzung der Netzentgelte siehe Fritz und Jahn 2025.

2.3 Haushalte und ihre finanzielle Lage

Entwicklung der Netzentgelte bei vollständiger Umlage

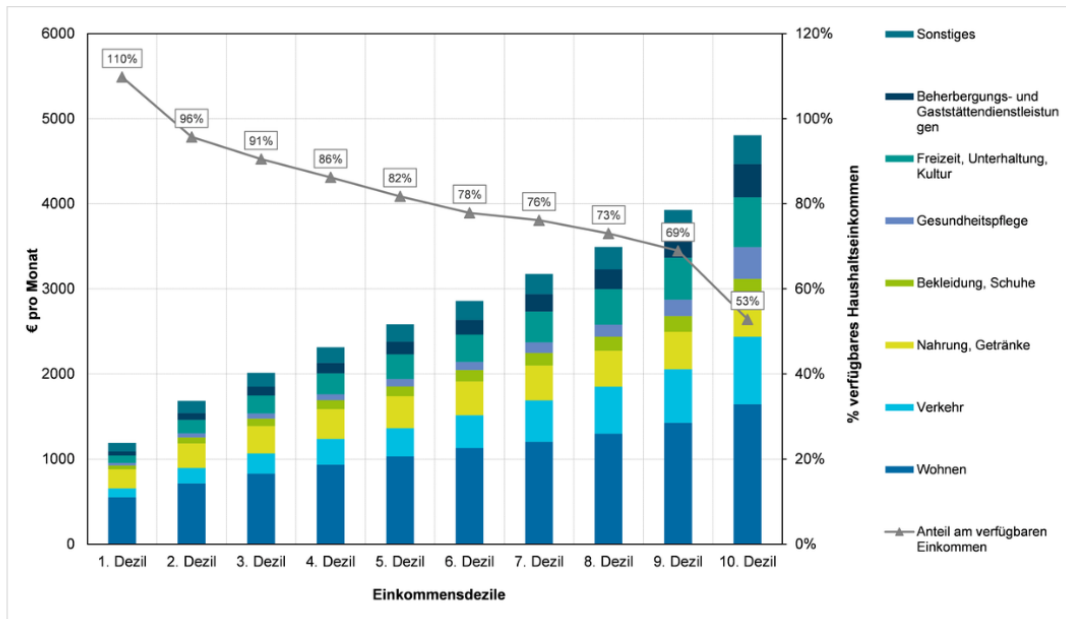
Das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) kommt in Berechnungen zu dem Schluss, dass die Netzentgelte für Haushalte zwischen 7,5 ct und 25 ct/kWh bis im Jahr 2045 steigen werden, abhängig von unterschiedlichen Zinskonditionen (Probst et al. 2024).

Das IMK berücksichtigt ebenfalls unterschiedliche Zinskonditionen, abhängig von einer öffentlichen oder privaten Finanzierung. Im Falle einer öffentlichen Finanzierung rechnen sie mit nur leicht steigenden Netzentgelten in Höhe von 1,7 ct/kWh. Würde das Kapital von privaten Investoren bereitgestellt, würden sich die Netzentgelte um 3 ct/kWh erhöhen. Müssten die Investitionskosten aus den laufenden Einnahmen bestritten werden, würden sich die durchschnittlichen Netzentgelte laut IMK um 7,5 ct/kWh erhöhen (Kaczmarczyk und Krebs 2025). Trotz unterschiedlicher Annahmen bleibt ein Ergebnis gleich: Untere Einkommensgruppen sind relativ zu ihrem Einkommen betrachtet stärker betroffen. Steigerungen der Netzentgelte in nennenswertem Umfang hätten deutliche soziale Implikationen.

Je stärker die Netzentgelte steigen, desto stärker wird der Anreiz, eigenen Strom zu produzieren und zu speichern. Was klimapolitisch notwendig und zu begrüßen ist, verschärft jedoch die soziale Schieflage. Denn die Stromnetze müssen ausgebaut und damit finanziert werden, da auch eigenproduzierende Haushalte auf das Stromnetz angewiesen sind: im Sommer zum Einspeisen, im Winter zum Zukauf des fehlenden Stroms.

Finanzielle Lage der Haushalte im unteren und mittleren Einkommenssegment

In der politischen Debatte werden immer wieder vermeintliche Grenzen des politischen Handelns formuliert, die aus sozialer Sicht zu hinterfragen sind. So wurden Steuererhöhungen im Koalitionsvertrag der Ampelregierung ausgeschlossen. Andere Faktoren, konkret die finanziellen Belastungsgrenzen von Haushalten im unteren und mittleren Einkommenssegment, werden hingegen nicht als Grenze wahrgenommen. Doch schon heute leben 20 Prozent der Haushalte an der Belastungsgrenze und haben keinen finanziellen Spielraum. Sie geben jeden Monat ihr gesamtes Haushaltseinkommen aus oder müssen sich überschulden.



Quelle: FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Berechnungen des Öko-Instituts. aus: BBSR „Wie wohnt Deutschland“, Abbildung 3, S. 11

Abbildung 10: Private Konsumausgaben nach Einkommensdezilen. Quelle: Öko-Institut (o. J.)

Zu den größten Ausgabenposten zählen Wohnen (inkl. Energie) sowie Lebensmittel. Die Elastizität, Kostensteigerungen im Energiebereich in anderen Segmenten auszugleichen, ist nicht gegeben. Haushalte mit den niedrigsten Einkommen geben rund 10 Prozent mehr aus, als ihnen zur Verfügung steht. Von den Mietenden hatten 3,1 Mio. Haushalte eine höhere Mietbelastung als 40 Prozent und 1,5 Mio. Haushalte mussten mehr als die Hälfte ihres (geringen) Einkommens für Wohnen (Nettokaltmiete und verbrauchsunabhängige Nebenkosten) ausgeben (Destatis 2023). In der unteren Hälfte der Einkommensgruppen gelten mehr als ein Drittel der Mietenden als überbelastet (Noka et al. 2023).

Warmes Wohnen und Stromverbrauch verstärken dadurch die sozialen Ungleichheiten, denn nach Abzug der Miete und Energiekosten weist das zur Verfügung stehende Haushaltseinkommen einen noch größeren Unterschied auf als durch die unterschiedlichen Einkommen ohnehin gegeben ist (Holm et al. 2021).

Exkurs: Energiearmut

Niedrige Einkommen, hohe Energieausgaben und schlechte Energieeffizienz von Geräten und Wohnungen können zu Energiearmut führen. Je nach Definition sind in Deutschland zwischen 2,5 Prozent (entspricht 1 Mio. Haushalten) und 17 Prozent (7,2 Mio. Haushalten) davon betroffen (Fiedler et al. 2024). Ihnen fehlt der Zugang zu essenziellen Energiedienstleistungen. Hierunter fällt laut einer Definition der EU ein „grundlegendes und angemessenes Maß an Lebensstandard und Gesundheit, einschließlich einer angemessenen Versorgung mit Wärme, Warmwasser, Kälte und Beleuchtung sowie Energie für den Betrieb von Haushaltsgeräten“ (Europäische Union 13.09.2023).

Haushalte im Transferhilfebezug nach SGB II (Bürgergeld) und SGB XII (Grundsicherung) erhalten die Unterkunftskosten einer angemessenen Wohnung sowie die anfallenden Heizkosten. Zur Deckung des Strombedarfs bekommen sie eine Pauschale (8,12 Prozent), die im Regelsatz momentan mit 45 Euro integriert ist. Bei Bedarf kann ein weiterer Zuschuss beantragt werden, bspw. bei stromintensiver Warmwasserzubereitung. Darüber hinaus gehende Kosten müssen aus dem verbleibenden Regelsatz beglichen werden.

Bemerkenswert ist, dass Energiearmut nicht nur in den untersten Einkommensgruppen auftritt, sondern bis in die Mitte der Einkommensverteilung reicht (Fiedler et al. 2024). Die UN fokussiert den Zugang zu erschwinglicher Energie in ihren Nachhaltigkeitszielen (Ziele für nachhaltige Entwicklung), ebenso wie die EU, die die Überwindung von Energiearmut in mehreren Richtlinien adressiert, wie bspw. in der Energie-Effizienz-Richtlinie (EED), in der Gebäuderichtlinie (EPBD) oder im Rahmen des Klimasozialfonds (SCF).

2.4 Verteilungswirkungen flexibler Stromtarife und Netzentgelte

Der Stromverbrauch ist vor allem abhängig von der Wohnungsart, der Wohnungsgröße, der Anzahl und dem Alter der im Haushalt lebenden Personen, der Heizungsart, dem Vorhandensein einer Klimaanlage sowie eines E-Autos, der Art des Herdes, der Zahl und Nutzung der elektronischen Kommunikationsgeräte, des Einkommens und der in der Wohnung verbrachten Zeit (Homeoffice, Rentenalter, Arbeitslosigkeit vs. Kita, Schule, außerhäusliche Arbeit). Prinzipiell gibt es zwei Arten, wie Haushalte bei flexiblen Stromtarifen die Kosten senken können. Erstens können sie sich smarte Geräte und Speicher anschaffen, um verschiebbare Verbräuche zeitlich zu steuern. Hierfür muss das nötige Kapital vorhanden sein. Zweitens können stromverbrauchende Aktivitäten (bspw. Kochen) in Zeiten mit günstigem Strompreis verschoben werden, wofür es Zeitflexibilität benötigt.

Von einer Flexibilisierung der Stromtarife und Netzentgelte können vermutlich besonders die Haushalte profitieren, die große Stromverbraucher wie ein E-Auto oder eine Wärmepumpe besitzen, deren Betrieb mindestens in Teilen zeitlich gesteuert werden können. Erforderlich auf Haushaltsebene ist ein Smart Meter, der den Stromverbrauch misst und in engem Takt an den Netzbetreiber überträgt. Den Einbau kann ab 2025 jeder von seinem Messstellenbetreiber verlangen (Bundesnetzagentur 2025c). Die Kosten werden teilweise von den Haushalten getragen, teilweise über die Netzentgelte auf alle Verbrauchenden umgelegt. Darüber hinaus können smarte, über eine App gesteuerte Haushaltsgeräte einen Beitrag zur Flexibilisierung der Nachfrage leisten.

Die ökonomische Verteilungswirkung flexibler Stromtarife und Netzentgelte entlang unterschiedlicher Einkommensgruppen lässt sich aufgrund fehlender Daten zu Stromverbräuchen, sich stark unterscheidender Lebenswirklichkeiten und bevorstehender tiefgreifender Änderungen in Bezug auf Sektorkoppelung einerseits und die Ausbreitung von Batteriespeichern andererseits nicht leicht abschätzen.⁸

⁸ Mehrere Studien aus dem Ausland (Andersen et al. 2021; Covington et al. 2024; Yunusov und Torriti 2021) kommen zu dem Ergebnis, dass das Timing der stromintensiven Tätigkeiten hauptsächlich von Faktoren jenseits des Preises bestimmt ist, wie Arbeit, gemeinsame Familienzeit, der Jahreszeit und anderen sozialen Verpflichtungen. Diese Studien sind aus mehreren Gründen nur bedingt übertragbar. Zum Zeitpunkt der Erhebung war die Verbreitung der Großverbraucher (E-Autos, Wärmepumpen) in manchen Ländern überschaubar. Zweitens wurden meist nur variable und keine dynamischen Stromtarife zugrunde gelegt. Die Ergebnisse der Studien hängen stark von der Ausgestaltung der jeweiligen Tarife ab. Zudem ist die Übertragbarkeit auf Deutschland aufgrund unterschiedlicher Klimazonen, damit zusammenhängenden Stromnutzungsprofilen, demografischen Unterschieden und manch weiteren Differenzen begrenzt.

Haushalte mit geringem Einkommen verfügen jedoch über weniger Möglichkeiten, ihren Stromverbrauch zeitlich zu steuern. Sie besitzen deutlich seltener smarte (und energieeffiziente) Geräte und/oder ausreichend große eigene PV-Anlagen mit Batteriespeicher. Aufgrund der angespannten finanziellen Lage einkommensärmerer Haushalte und ihrer Inflexibilität hinsichtlich des Stromverbrauchs können ungedeckelte dynamische Tarife daher ein Preisrisiko darstellen.

In Bezug auf Netzentgelte profitieren momentan Verbraucher:innen, die auf Grundlage des § 14a Modul 3 EnWG flexible Netzentgelte vereinbart haben. Sie erhalten z. T. deutlich reduzierte Netzentgelte. Im Gegenzug machen die Verteilnetzbetreiber von der Möglichkeit der Lastverschiebung noch keinen Gebrauch. Hier liegt großes Sparpotenzial für Haushalte mit flexiblen und steuerbaren Lasten, momentan sind das noch Haushalte im oberen Einkommenssegment.

2.5 Unterproportionale Beteiligung Einkommensärmerer an eigenproduziertem Strom

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, direkt oder indirekt am Ausbau der Erneuerbaren finanziell zu profitieren: PV-Hausdachanlagen, Mieterstrommodelle, Balkonsolaranlagen, die finanzielle Beteiligung von Kommunen an Windparks, Bürgerenergiegenossenschaften und Energy Sharing gehören dazu. Meistens sind Haushalte im unteren Einkommenssegment dabei unterproportional beteiligt. Lediglich bei den Balkonsolaranlagen und der finanziellen Beteiligung von Kommunen an Windparks könnten sie zu dem Kreis der Profitierenden zählen.

Hausdachanlage

Aufdachanlagen in Privathaushalten wurden bisher vor allem auf den Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern installiert. In einer Befragung der Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND) unter Eigenheimbesitzenden gaben 36 Prozent an, eine PV-Anlage bereits installiert zu haben. 20 Prozent verfügen über einen Batteriespeicher, womit die Nutzung des eigenproduzierten Stroms zeitlich gestreckt und damit ausgeweitet werden kann. 15 Prozent verfügen über ein geringes Haushaltsnettoeinkommen (unter 2.500 Euro), der Rest bezieht ein höheres Einkommen oder machte keine Angaben zum Einkommen. Die Bereitschaft, in den kommenden fünf Jahren in eine PV-Anlage zu investieren, ist mit knapp 30 Prozent hoch. Sie korreliert jedoch stark mit dem Einkommen. Als Grund für die fehlende Bereitschaft werden die Kosten genannt (Initiative klimaneutrales Deutschland 2025). Von Hausdachanlagen profitieren somit bisher überwiegend Eigenheimbesitzende und damit Haushalte im mittleren und oberen Einkommenssegment.

Mieterstrom

Durch Mieterstrommodelle kann der Strom, der durch Photovoltaikanlagen auf Dächern von Mehrfamilienhäusern produziert wird, kostengünstig direkt an die Mieter verkauft werden (Bundesnetzagentur o. J.b). Die finanzielle Attraktivität wurde durch die EEG-Novelle im Jahr 2023 gesteigert, sowohl für private Vermietende, als auch Wohnungsbaugenossenschaften und Eigentümergemeinschaften. Die Umsetzung wird jedoch immer noch als nicht trivial betrachtet. Fehlt die fachgerechte Begleitung eines Mieterstromprojekts können Einkommenssteuer, Umsatzsteuer oder Gewerbesteuer anfallen. Weiter bremst der schleppende Ausbau von Smart Metern eine effiziente Nutzung aus. Die Koordinierung einer Vielzahl an beteiligter Akteure erschwert die Verbreitung (Nardini 2025). Das IW konstatiert noch deutliches Ausbaupotenzial für Mieterstrom (Breddermann und Henger 2024).

Balkonsolaranlagen

Die Leistung und Verbreitung von Balkonsolaranlagen hat sich verbessert. Mit bis zu 280 kWh pro Jahr können sie einen beachtlichen Beitrag zur Reduzierung des zugekauften Strombedarfs und damit zur Kostenreduktion für die Haushalte beitragen (Janson 2024). Zu den Profiteuren gehören Mietende, denen die Installation einer Aufdachanlage verwehrt ist. Aufgrund der relativ geringen Anschaffungskosten können auch Haushalte in den unteren Einkommensgruppen profitieren. In wenigen Städten gibt es Förderprogramme, mit deren Hilfe gezielt Balkonsolaranlagen in Haushalten im Transferhilfebezug installiert werden (Landeshauptstadt Düsseldorf 2024). Die vergleichsweise einfache technische Handhabung ermöglicht die Partizipation technisch weniger affiner Personen. Untersuchungen über die tatsächliche Verbreitung von Balkonsolaranlagen differenziert nach Einkommen gibt es bisher noch nicht.

Finanzielle Beteiligung der Kommunen an den Erlösen größerer Windparks

Die finanzielle Beteiligung von Kommunen an Windparks ist eine weitere Möglichkeit, mehr Menschen indirekt Vorteile des Ausbaus erneuerbarer Energien zu gewähren. Betreiber von Windkraftanlagen können Kommunen und Gemeinden am Betrieb ihrer neuen und bestehenden Anlagen finanziell beteiligen. Einige Bundesländer haben diese Regelung mittlerweile verpflichtend eingeführt. Die Einnahmen eröffnen Kommunen finanzielle Spielräume, um durch Umgestaltungen öffentlicher Plätze, den Ausbau von Rad- und Fußwegen, Investitionen in soziale Einrichtungen oder Neuanschaffungen die Lebensqualität der Menschen vor Ort zu verbessern. Hiervon profitieren alle Haushalte, auch die im unteren Einkommenssegment, für die eine funktionierende soziale Infrastruktur häufig eine hohe Bedeutung hat.

Bürgerenergiegenossenschaften

In Deutschland gibt es über 950 Bürgerenergiegenossenschaften mit mehr als 220.000 Mitgliedern (DGRV). Sie betreiben Anlagen zur Wärme- und Stromerzeugung, wie bspw. Solaranlagen, Windkraftanlagen oder Blockheizkraftwerke. Teilweise agieren sie auch als Energieversorgungsunternehmen. Sie ermöglichen Bürger:innen, aktiv an der Energiewende teilzuhaben und diese zu befördern. Obwohl die Mitgliedschaft häufig bereits mit einem geringen finanziellen Beitrag möglich ist, sind Menschen im unteren Einkommenssegment laut einer Untersuchung aus dem Jahr 2017 unterproportional beteiligt (Kahla et al. 2017).

Energy Sharing

Unter „Energy Sharing“ wird die gemeinschaftliche Stromerzeugung und -nutzung in räumlicher Nähe verstanden. PV-Anlagenbetreiber können ihren Strom, den sie nicht selbst nutzen, an Nachbar:innen liefern. Das lokale Stromnetz wird hierbei, anders als beim Eigenverbrauch, genutzt (Ritter et al. 2023). Der rechtliche Rahmen ist auf EU-Ebene verortet, konkret im Artikel 22 der RED II (Richtlinie 2018/2001/EU zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen) und den citizen energy communities (CEC) aus Artikel 16 der Strommarktinnenrichtlinie. Gemeinschaftlich handelnden Eigenversorgern sowie Mitgliedern von Bürgerenergiegemeinschaften soll ein diskriminierungsfreier Zugang ermöglicht werden, den selbst bzw. von der Gemeinschaft erzeugten Strom gemeinsam zu nutzen (Ritter et al. 2023). Bisher hat Deutschland die Richtlinie nicht umgesetzt. Daher können Bürgerenergiegenossenschaften den eigenproduzierten Strom nicht selbst nutzen. Die Möglichkeit des „Energy Sharing“ sollte im vierten Änderungspaket zum Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen werden. Aufgrund des frühzeitigen Endes der Legislaturperiode wurde es nicht mehr beschlossen.

Ob die Möglichkeit, Strom gemeinschaftlich zu nutzen, Netze entlasten und damit Einsparungen ermöglichen würde, ist umstritten und hängt von der Umsetzung ab. Empirische Nachweise der Netzdienlichkeit sind noch nicht verfügbar (FfE 2024). Erwartet wird eine positive Resonanz bei Privathaushalten, die direkter von einer dezentral verankerten Energiewende profitieren könnten. Ob davon auch nennenswert Haushalte im unteren Einkommensbereich profitieren werden, ist nicht untersucht. Ohne gezielte Strategie, die eine Beteiligung einkommensärmerer Haushalte zum Ziel hat, steht jedoch zu befürchten, dass überwiegend Haushalte profitieren, die die finanziellen, zeitlichen und Wissensressourcen haben, Investitionen in Bürgerenergiegenossenschaften zu tätigen.

3 Optionen einer klimasozialen Transformation der Stromnetze

Strompreise bewegen sich in einem klimasozialen Spannungsfeld. Strom darf einerseits nicht zu günstig sein, um eine Lenkungswirkung hin zu sparsamem Umgang entfalten zu können. Denn auch in einem Energiesystem, das komplett auf Erneuerbare umgestellt ist, bleibt Strom eine kostbare Ressource. Andererseits dürfen Einkommensärmere nicht überproportional belastet werden. Sozial begründete Ausgleichszahlungen wirken häufig stigmatisierend, entfalten aufgrund einer hohen Nichtinanspruchnahme eine begrenzte Wirkung und verletzen nicht selten dennoch das Gerechtigkeitsempfinden der Betroffenen oder der Steuerzahlenden. Drittens beruht die Transformation des Energiesystems neben Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen vor allem auf der Elektrifizierung bisheriger fossil betriebener Technik. Damit diese vorangetrieben wird, darf der Strompreis wiederum nicht teurer als die fossilen Alternativen sein.

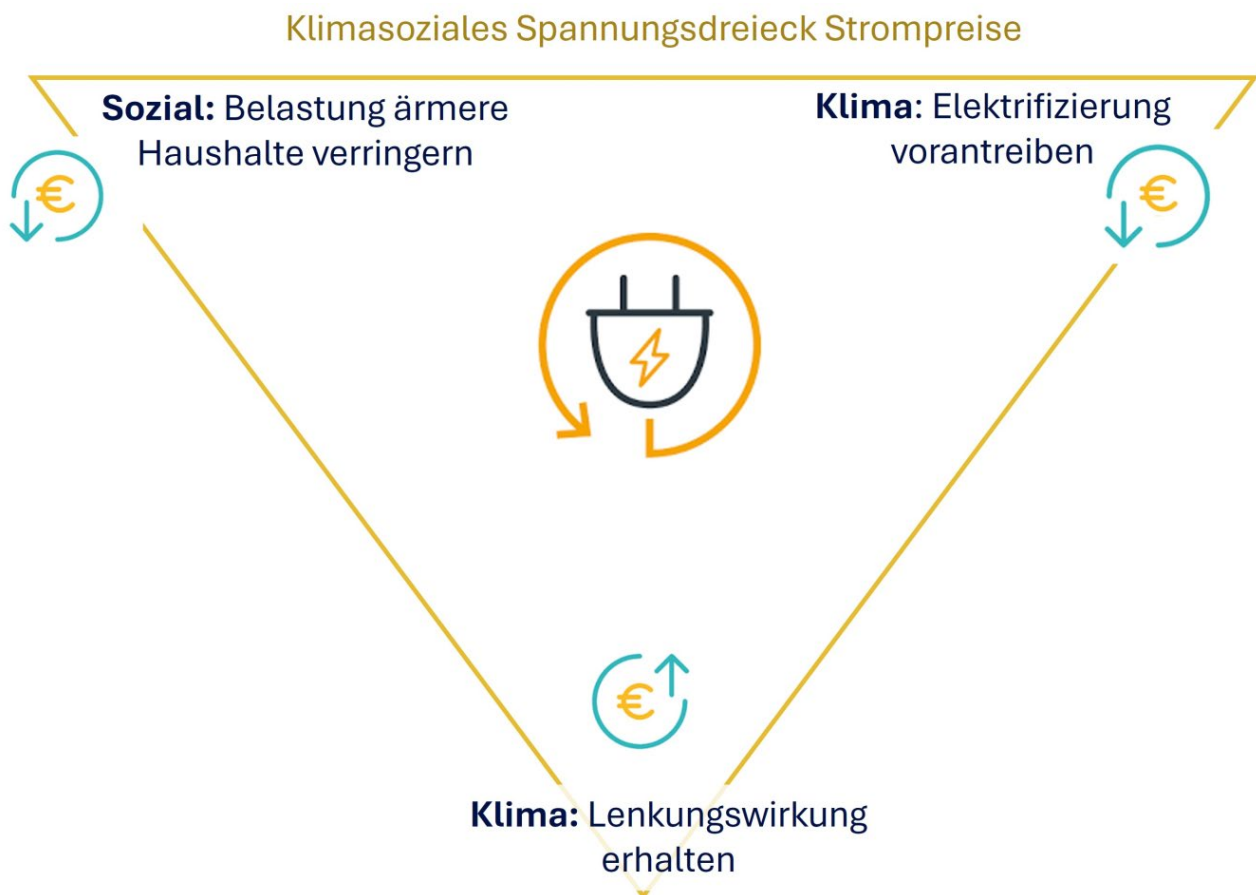


Abbildung 11: Klimasoziales Spannungsdreieck in Bezug auf Strompreise; eigene Darstellung

Der Aus- und Umbau der Stromnetze ist aus klimapolitischer Sicht unumgänglich, da ansonsten die Dekarbonisierung ausgebremst und das Erreichen der Klimaziele torpediert würde. Es stellen sich folglich die Fragen, wie das Stromnetz möglichst kosteneffizient umgebaut, der Stromverbrauch wirkungsvoll minimiert werden kann und wie Kosten und Nutzen so verteilt werden, dass Strom auch für Haushalte mit geringem Einkommen bezahlbar bleibt. Im Folgenden werden einige Optionen vorgestellt.

3.1 Sozial-Check in der Energiewende einführen

Die Energiewende hat Verteilungswirkungen. Diese beziehen sich einerseits auf finanzielle Aspekte, andererseits aber auch auf Fragen der Teilhabe an der Energiewende und dem Gefühl der eigenen Wirksamkeit. Die EEG-Umlage belastete einkommensärmere Haushalte relativ betrachtet dreimal so stark wie Haushalte im oberen Einkommenssegment (Schumacher und Cludius 2020). Ein Gefühl von Teilhabe und Wirksamkeit blieb Einkommensärmeren in der Vergangenheit meist verwehrt, da sie PV-Anlagen nicht auf ihren eigenen Dächern installieren konnten.

Bisher wurden soziale Auswirkungen nicht systematisch in der Weiterentwicklung der Energiewende einbezogen. Der Expertenrat der Bundesregierung empfiehlt, die sozialen Auswirkungen bei der Ausgestaltung klimapolitischer Maßnahmen künftig stärker mit einzubeziehen (Expertenrat für Klimafragen 2025). Eine integrierte Betrachtungsweise von Energie- und Sozialpolitik bedeutet, dass schon bei der Erarbeitung von technologischen Neuerungen und deren Umsetzung mögliche Wechselwirkungen erkannt, analysiert und berücksichtigt werden. Dabei geht es nicht nur darum, die Akzeptanz für die klimapolitischen Maßnahmen zu erhöhen, sondern um eine gerechte und tragbare Verteilung der Lasten und Chancen. Fortschritte in einem Bereich sollten dabei nicht zu Rückschritten im jeweils anderen führen. Auch immaterielle Chancen sollten Berücksichtigung finden.

Neben Daten und geeigneten Indikatoren ist auch eine hinreichende Kenntnis der Lebenslagen und sozialen Umfeldfaktoren erforderlich. Befragungen in Fokusgruppen sind meist nicht ausreichend⁹, da die Repräsentativität aufgrund soziokultureller Hürden häufig nicht gegeben ist. Exposure-Erfahrungen, d. h. die Begleitung Betroffener in ihren jeweiligen Lebenslagen, könnten Befragungen ergänzen.

3.2 Gezielte Unterstützung niedriger Einkommen

Einkommensabhängig differenzierte Strompreise

Einkommensabhängig gestaffelte Stromtarife in unterschiedlichen Ausgestaltungen sind denkbar. Ein Beispiel ist ein *Grundkontingent* an Strom zu vergünstigten Preisen. Haushalte mit einem geringen Stromverbrauch hätten hierbei einen Vorteil. Angesichts zunehmender Eigenproduktion sind jedoch nicht zwingend einkommensarme Haushalte diejenigen mit dem geringsten Stromverbrauch. Zudem fehlen die Informationen, wie viele Personen sich hinter einem Stromanschluss verbergen. Daher ist es schwierig, berechnete Verbrauchergruppen zu identifizieren und einen bestimmten Verbrauch als angemessen einzustufen.

Haushalte mit geringem Einkommen könnten theoretisch *Stromkostenzuschüsse* analog zum Wohngeld erhalten. Damit verbunden sind die Probleme der Identifikation betroffener Verbrauchergruppen, der Nicht-Inanspruchnahme, der Stigmatisierung und der damit einhergehenden Bürokratie.

⁹ Vorschläge hierzu finden sich unter Cornelis 2024.

In Belgien wurden vulnerable Haushalte während der Energiepreiskrise 2022 mit mehreren Maßnahmen spezifisch unterstützt, bspw. durch Energiegutscheine für Sozialtarifkunden, eine niedrigere Mehrwertsteuer oder durch ein Basis-Energiepaket (Claeys et al. 2024).

Finanzielle Stärkung unterer Einkommen

Die finanzielle Situation der Haushalte im niedrigen Einkommenssegment könnte durch unterschiedliche Maßnahmen gestärkt werden, damit höhere Stromkosten leistbar wären. Eine Reform der sozialen Mindestsicherung und die Weiterentwicklung hin zu einem sozial-ökologischen Existenzminimum würde die finanzielle Situation Einkommensärmerer stärken und die Teilhabemöglichkeiten an der Transformation verbessern. Hierunter fallen eine besser auf ökologische Fragen ausgerichtete Regelsatzberechnung, eine Reform der Fortschreibung der Regelbedarfe, verstärkte Integration der Klimakomponente im Wohngeld und in den Kosten der Unterkunft, ein soziales Deutschlandticket sowie die Förderung energieeffizienter Haushaltsgeräte (Held und Becker 2025). Auch eine Ausweitung der Stromsparberatung (durch den Stromspar-Check der Caritas und der Energieagenturen sowie der Energieberatung der Verbraucherzentralen) hilft, die finanzielle Situation ärmerer Haushalte zu verbessern.

Darüber hinaus ermöglichen auch nicht klimabezogene Einkommenssteigerungen ärmerer Haushalte deren finanzielle Leistbarkeit. Hierunter fallen laut Held und Becker (Held und Becker 2025) die Erhöhung des Mindestlohns, die Steuerentlastung unterer Einkommen bei der Einkommenssteuer, eine angemessene Kindergrundsicherung und die Erhöhung des Kinderzuschlags sowie verbesserte Zuverdienstmöglichkeiten für Sozialleistungsbeziehende.

3.3 Umlagefinanzierung begrenzen und Netzausbau effizient gestalten

Prinzipiell wird der Ausbau und Betrieb der Stromnetze über die Netzentgelte durch die Verbraucher:innen finanziert. Dies korrespondiert mit dem Verursacherprinzip und setzt Anreize zum sparsamen Umgang mit Strom. Angesichts des Investitionsbedarfs stößt dieses System in mehrfacher Hinsicht an seine Grenzen. Stark steigende Netzentgelte drohen Haushalte im unteren und mittleren Einkommenssegment zu überfordern (siehe Kap 2.3), die Elektrifizierung von Mobilität und Wärme droht ausgebremst zu werden (Kap 1.5) und die Finanzierungskosten werden an manchen Stellen unnötig in die Höhe getrieben. Mehrere Optionen jenseits der reinen Umlagefinanzierung sind denkbar.

Bundeszuschüsse

Die aus sozialer Sicht sinnvolle Begrenzung der Umlagefinanzierung kann durch unterschiedliche, auch kombinierbare Maßnahmen ermöglicht werden.

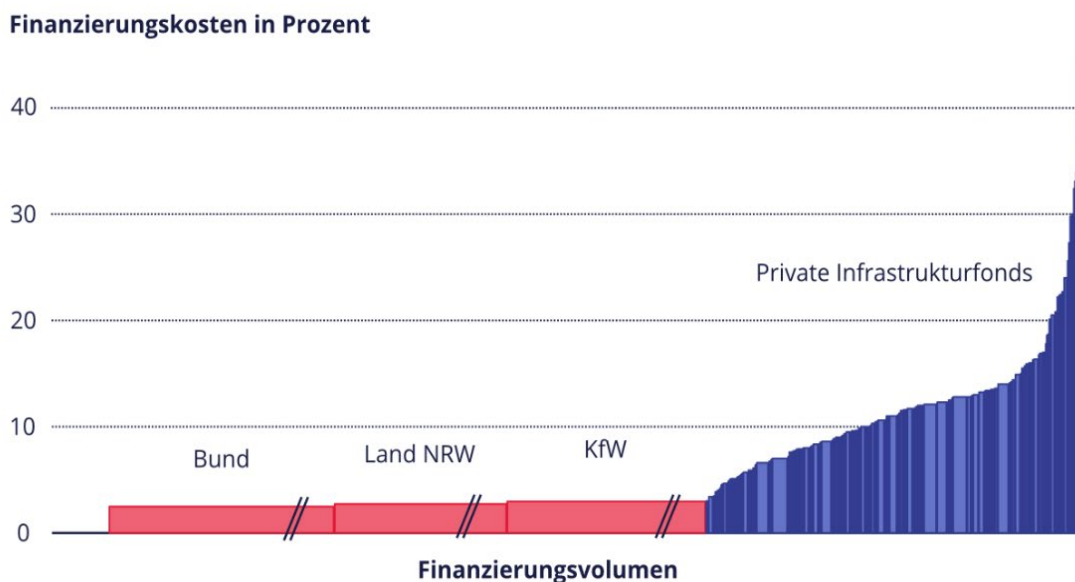
Zunächst stellt sich die Frage, welche Kosten der Transformation der Stromnetze tatsächlich über Netzentgelte umgelegt werden sollten. „Netzfremde“ Kosten, wie die Finanzierung des Betriebs der Reservekraftwerke, die Kosten für Netzengpassmanagement und Redispatch sollten über den Bundeshaushalt und nicht über Netzentgelte finanziert werden (Heinen und Akoto 2025).

Fördert der Bund den Netzausbau durch *Zuschüsse*, wie bereits 2023 geschehen und in geringem Umfang für 2025 geplant, sinken die durch die Netzbetreiber aufzubringenden Finanzierungsbedarfe. Um Mitnahmeeffekte seitens der Netzbetreiber zu verhindern, sind starke Aufsichtsregelungen, ggfs. auch Vorgaben vonnöten.

Zuschüsse aus idealerweise progressiv erhobenen Steuern haben den Vorteil, dass Haushalte mit höheren Einkommen (und/ oder Vermögen) einen größeren Anteil daran tragen. Denkbar wäre ein Zuschuss aus dem Bundeshaushalt oder ein spezifisch für die Transformation erhobener Zuschlag (Zukunftssoli) auf die Einkommenssteuer höherer Einkommen – analog zum Solidaritätszuschlag beim Aufbau Ost. Damit wäre gewährleistet, dass die Transformation analog zur finanziellen Leistungsfähigkeit finanziert wird. Gegenüber einer jährlich in den Haushaltsverhandlungen festgelegten Verausgabung hätte ein breit getragener, längerfristig angelegter Zukunftssoli den Vorteil, klar definierte Mittel vom normalen Haushalt symbolisch abzugrenzen, idealerweise politisch mehrere Legislaturperioden zu überdauern und für die nötige Planungssicherheit zu sorgen.

Beteiligung des Staates an Übertragungsnetzbetreibern

Privat aufgebrachte Investitionsmittel haben aufgrund der Renditeansprüche immer höhere Finanzierungskosten zufolge. Der Staat kann sich, verglichen mit Pensionsfonds, Banken oder Versicherungen, am günstigsten mit Krediten und Fremdkapital versorgen, wie es das Dezernat Zukunft mit dem Modell der Merit Order der Finanzierungskosten darstellt (Schuster et al. 2024)).



Die Kurve zeigt implizite Finanzierungskosten unterschiedlicher Infrastrukturinvestoren. Die öffentlichen Finanzierungskosten entsprechen den aktuellen Renditen zwanzigjähriger Anleihen des Bundes, des Landes NRW und der KfW. Die Finanzierungskosten privater Infrastrukturinvestoren entsprechen den Net Internal Rates of Return (NIRR) privater Infrastrukturfonds, die in den letzten zehn Jahren in Europa investiert haben. Die Balkenbreite ist proportional zu dem verwalteten Finanzvolumen (Assets under Management, AuM) je Fonds. Die AuM aller Fonds betragen circa 330 Mrd. USD; für neue Investitionen verfügbar ist davon jedoch nur ein Bruchteil. Ausreißer wurden entnommen.

Abbildung 12: Die Merit Order der Finanzierungskosten. Quelle: Schuster et al. (2024, S. 9)

Im Folgenden werden nun unterschiedliche Optionen dargestellt, wie durch eine finanzielle Beteiligung des Bundes die Ausbaukosten gesenkt werden können. Das jeweilige berechnete Einsparpotenzial kann aufgrund unterschiedlicher Annahmen zu den zugrunde liegenden Kosten nicht direkt verglichen werden.

Das IMK strengt Überlegungen an, den gesamten Netzausbau (Eigenkapital und Fremdkapital) durch den Bund finanzieren zu lassen, um so die jährlichen Netzkosten auf der Übertragungsnetzebene zu reduzieren (Kaczmarczyk und Krebs 2025). Mithilfe dieser Finanzierungsoption („öffentliches Eigenkapital“) würden laut den Berechnungen die durchschnittlichen Netzentgelte dauerhaft nur um

durchschnittlich 1,7ct/kWh steigen. Würden die benötigten Investitionsbedarfe von privaten Investoren bereitgestellt („privates Eigenkapital“) wäre mit einem Anstieg der Netzentgelte um 3ct/kWh zu rechnen. Das IMK beziffert den zusätzlichen Finanzbedarf durch private Investoren auf bis zu 14 Mrd. Euro jährlich. Die teuerste Variante ist laut IMK die Finanzierung des Netzausbaus ohne zusätzliches Eigen- und Fremdkapital, da dann die Netzentgelte kurzfristig um 7,5ct/kWh steigen würden (Kaczmarczyk und Krebs 2025).

Eine Eigenkapitalerhöhung der Übertragungsnetzbetreiber durch den Bund könnte laut Dezernat Zukunft ebenfalls Abhilfe schaffen (Kölschbach Ortego und Steitz 2024). Er könnte frisches Eigenkapital bereitstellen und die Beteiligungen in der KfW oder einer staatlichen Energieinfrastrukturgesellschaft bündeln. Die abgeführten Gewinne der Gesellschaft könnten in den Netzausbau fließen und den Aufwuchs der Netzentgelte abflachen. Untersucht wird die Bereitstellung von 35 Mrd. Euro durch den Bund, was die Hälfte des von ihnen errechneten zusätzlichen Eigenkapitals entspräche. Dezernat Zukunft rechnet bei einer 50-prozentigen Beteiligung der Gesellschaft an allen Übertragungsnetzbetreibern mit Kosteneinsparungen von bis zu 2,5 Mrd. Euro jährlich und einer Senkung der Netzentgelte um 10 Prozent. Eine Kreditaufnahme zur Stärkung des Eigenkapitals von Unternehmen mit Bundesbeteiligung würde die zulässige Kreditobergrenze erhöhen und wäre schuldenbremsenkompatibel. Auch für den Ausbau der Verteilnetze ließe sich dieser Ansatz übertragen, wenn er bspw. mit einem Energiewendefonds kombiniert wird, wie von BDEW und VKU vorgeschlagen (VKU, BDEW, Deloitte 2024).

Eine zeitliche Streckung der Finanzierung der Ausbaukosten durch ein Amortisationskonto ist ebenfalls in der Diskussion. In einer ersten Phase würden die Netzentgelte gedeckelt, um die finanzielle Belastung der Haushalte zu begrenzen. Die für die Netzbetreiber entstehende Finanzierungslücke würde durch den Bund ausgeglichen. In einer späteren Phase, wenn die Netzentgelte aufgrund abnehmender Investitionen wieder sanken, würden Aufschläge erhoben, aus denen dann die staatliche Vorfinanzierung zurückgezahlt würde. Es handelt sich um ein staatliches Umlageverfahren, das eine zeitliche Streckung zulässt. Anders als beim Hochlauf des Wasserstoffkernnetzes sind die Investitionszyklen beim Übertragungsnetz allerdings flacher, sodass die zeitliche Glättung der Kosten nur einen geringen Effekt haben würde. An der regressiven Verteilungswirkung der Umlage ändert sich hingegen nichts. Zudem kritisiert das Dezernat Zukunft die damit verbundenen Kosten für den Staat in Höhe von 10-20 Mrd. Euro bis 2065 als zu hoch (Kölschbach Ortego und Steitz 2024).

Effizienzpotenziale heben, um Ausbaukosten zu minimieren

Generell gilt, den nötigen Netzausbau möglichst effizient durchzuführen, um die zu finanzierenden Kosten zu beschränken. Die Verlegung von Überlandleitungen statt Erdverkabelung senkt die Kosten erheblich, nicht nur beim Bau, sondern auch bei der späteren Wartung. Durch Standardisierung beim Leitungsausbau können ebenfalls Kosten eingespart werden.

In Bezug auf eine kostensenkende Vereinfachung von Genehmigungen ist einiges passiert. So hat die Bundesregierung das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 im Energiewirtschaftsgesetz verankert und somit die vorausschauende Planung in den Netzentwicklungsplanungen gestärkt. Auch Änderungen im Bundesbedarfsplangesetz und im Netzausbaubeschleunigungsgesetz dienen dazu, im Bereich der Stromnetze die zügige Durchführung der Planungs- und Genehmigungsverfahren zu fördern. Gleiches gilt für die Planungen der Verteilnetze (Die Bundesregierung 2022).

Begrenzung der Gewinnmöglichkeiten

Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zahlen i.d.R. jährlich Dividenden oder Gewinnausschüttungen aus. Der dem niederländischen Staat gehörende Übertragungsnetzbetreiber Tennet hat bspw. 2023 Dividenden in Höhe von 207 Mio. Euro ausgeschüttet (ZfK 2023). Fungieren Stadtwerke als Verteilnetzbetreiber flossen die Gewinnausschüttungen in den Kommunalhaushalt und finanzierten andere kommunale Aufgaben quer (Schrems und Eulgem 2022). Seit wenigen Jahren werden die Gewinne jedoch fast vollständig einbehalten und zur Innenfinanzierung von Energiewendeinvestitionen verwendet.

Netzübergreifende Planung

Alle relevanten Energienetze stehen vor einer Transformation, die teilweise in derselben geografischen Region (Straße) umgesetzt werden. Daher ist eine integrierte Betrachtung und Planung der Stromnetze untereinander sowie des Stromnetzausbaus mit der Transformation der anderen Energienetze wichtig. Hierzu zählen insbesondere der Ausbau und die Dekarbonisierung der Fernwärme im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung sowie der Ausstieg aus großen Teilen des Gasnetzes und dessen Stilllegung. Die jeweilige Transformation hat Implikationen für die jeweils anderen Energienetze und soziale Auswirkungen, die gemeinsam betrachtet werden sollten.

3.4 Eigenversorgung einkommensschwächerer Haushalte stärken

Haushalte mit niedrigen Einkommen könnten durch geeignete Strategien gezielter an den finanziellen Vorteilen eigenproduzierten Stroms partizipieren. Bisher stehen ihnen im wesentlichen Balkonkraftwerke sowie indirekt durch die finanzielle Beteiligung der Kommunen an den Einnahmen aus Windparks realistische Optionen offen (siehe Kapitel 2.5). Weitere Möglichkeiten wären denkbar.

Batteriespeicher für einkommensärmere Haushalte nutzbar machen

Solange Batteriespeicher nicht netzdienlich bepreist werden, könnten diese im Rahmen eines Förderprogramms auch stärker einkommensärmeren Haushalten zur Verfügung gestellt werden. Denn durch Balkonkraftwerke können auch Mieterhaushalte die Stromproduktion teilweise in die eigene Hand nehmen. Batteriespeicher ermöglichen die Ausspeisung zu Zeiten, in denen keine Sonne mehr scheint. Somit würde sich auch für Haushalte mit niedrigen Einkommen der Eigenstromanteil erhöhen. Zudem könnten durch vermehrten Einsatz von Batterien und dynamischen Stromtarifen der Strombezug aus dem Netz in Zeiten günstiger Stromtarife erfolgen, entsprechende Kompetenzen und Software vorausgesetzt. Doch genau daran mangelt es häufig. Sinnvoll sind Strategien, wie auch weniger technikaffine Haushalte und Haushalte mit geringeren Einkommen von innovativen und Geld sparenden Techniken profitieren können. Diese sind von Beginn an zu implementieren und nicht erst, wenn viele Haushalte von Stromkosten überfordert sind.

Mieterstrom erleichtern

Mieterstrommodelle durch Photovoltaikanlagen auf Dächern von Mehrfamilienhäusern ermöglichen die Teilhabe einkommensärmerer Haushalte an der Nutzung eigenproduzierten Stroms (Bundesnetzagentur o. J.b). Der Ausbau kommt jedoch nur schleppend voran. Vereinfachungen sowie eine breitere Bewerbung könnten die Verbreitung von Mieterstrom erleichtern (Breddermann und Henger 2024). Hiervon könnten auch Haushalte mit niedrigen und mittleren Einkommen profitieren, da sie überwiegend in Mehrfamilienhäusern zur Miete leben, auf denen PV-Anlagen noch nicht weit verbreitet sind.

Beteiligung an Bürgerenergiegenossenschaften und Energy Sharing zweifelhaft

Ob Haushalte im unteren und mittleren Einkommenssegment in relevantem Umfang von Beteiligungen an Bürgerenergiegenossenschaften und Modellen des Energy Sharings profitieren können, ist ungewiss. Zu hoch sind meist die finanziellen, kulturellen und organisatorischen Hürden für einen Beitritt.

3.5 Flexibilisierung der Stromtarife und Reform der Netzentgelte

Berechnungen der Verteilungswirkung flexibler Stromtarife und Netzentgelte

Die Datenlage zu Stromverbräuchen entlang von Einkommens- und Verbrauchergruppen ist unzureichend. Daher lässt sich auch die Verteilungswirkung flexibler Stromtarife und Netzentgelte nur grob anhand von Beispielhaushalten aus unterschiedlichen Einkommensgruppen abschätzen.

Während Großverbraucher wie E-Autos, Wärmepumpen und eingeschränkt auch smarte Wasch- und Spülmaschinen zeitlich in Grenzen flexibel einsetzbar sind, hängt ein großer Teil des sonstigen Stromverbrauchs eher an den zeitlichen Flexibilität der Haushaltsmitglieder. Von flexiblen Tarifen dürften daher zuvorderst die Haushalte profitieren, die besonders viele steuerbare Geräte besitzen. Eine tiefgehende Analyse steht jedoch aus. Mithilfe eines Sozial-Checks könnten flexible Tarife entwickelt werden, die Härten für Einkommensärmere gezielt umgehen (siehe Kapitel 3.1).

Gezielte Unterstützung zur Kostenersparnis durch Flexibilisierung

Wenn Haushalte im mittleren und unteren Einkommenssegment negativ von der Flexibilisierung der Stromtarife und Netzentgelte betroffen sind, sollten sie durch konkrete Maßnahmen spezielle Unterstützung erfahren. Diese können sich neben Beratungsangeboten vor Ort auf die Unterstützung bei der Beschaffung smarter Haushaltsgeräte oder auf die Anschaffung von Batterien samt nötiger Software beziehen.

Verbraucherschutz stärken

Das Verständnis der Zusammensetzung des Strompreises auf Seiten der Stromanbieter sowie der Vergleich unterschiedlicher flexibler Stromtarife auf Vergleichsportalen ist nicht leicht möglich. Die Umsetzung standardisierter Informationspflichten müsste besser überprüft werden. Weiter gilt es, die Verbraucherbildung und Energiekompetenz in der Bevölkerung zu stärken (Wettingfeld et al. 2024).

Tarifwahlfreiheit bei fairer Preisgestaltung sichern

Dynamische Stromtarife beziehen sich auf die am Großhandel gebildeten stündlichen day-ahead Preise. In Zeiten, in denen weder Wind- noch Solarenergie in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen und teure fossile Kraftwerke zugeschaltet werden müssen, werden kurzfristig hohe Preise erzielt. Das kann Haushalte im unteren und mittleren Einkommenssegment finanziell überfordern. Daher ist es auch weiterhin sinnvoll, zeitlich festgelegte und planbare Tarife anzubieten. Die Tarifgestaltung sollte so ausgestaltet werden, dass Haushalte im unteren Einkommenssegment mit planbaren Tarifen durchschnittlich nicht deutlich höhere Preise zu zahlen haben.

Lion Hirth schlägt einen dynamischen Tarif mit Preisabsicherung vor (Hirth 2023). Mit dem Tarif werden vorab über die Vertragslaufzeit der jährliche Verbrauch, ein stündliches Verbrauchsprofil sowie ein Preis pro kWh vereinbart. Verbraucht der Haushalt so viel Strom wie vereinbart, wird der vereinbarte Preis fällig. Preisspitzen am Spotmarkt für kurzfristig lieferbare Strommengen schlagen sich nicht auf der Stromrechnung nieder. Wird von der Menge abgewichen, werden die stündlichen Mehr- oder Mindermengen zu Spotmarktpreisen abgerechnet bzw. erstattet.

Somit entsteht ein Anreiz zum Energiesparen und zu Lastverschiebungen und gleichzeitig gibt es einen Schutz vor Preisspitzen.

Reformoptionen der Netzentgeltberechnung

Das Öko-Institut hat im Auftrag des Umweltbundesamtes drei weitere Reformoptionen ausgearbeitet, durch die Netzentgelte reformiert und dadurch die Verteilungswirkung sachgerechter würde (Vogel et al. 2024). So könnten bundeseinheitliche Netzentgelte die Unterschiede zwischen Netzentgelten auf der Verteilnetzebene aufheben. Die mit der Integration erneuerbarer Energien verbundenen Ausbaukosten auf Verteilnetzebene würden damit gleich verteilt.

Ein zweiter Vorschlag hat Einspeisenetzentgelte im Blick. Damit würden Einspeiser an den Netzkosten beteiligt und die Ausbaukosten stärker und verursachergerechter verteilt. Ob dies zur Entlastung der Verbraucher:innen führen würde, ist umstritten (Vogel et al. 2024).

Drittens schlägt das Öko-Institut „transformationsgekoppelte Netzentgelte“ vor. Dieses Modell führt zu geringeren Verteilnetzentgelten in den Regionen, in denen verstärkt erneuerbare Energien ausgebaut werden. Die Umsetzung wird jedoch als komplex eingestuft. An der grundsätzlich regressiven Verteilungswirkung des Netzausbaus über Netzentgelte ändern diese Vorschläge nichts.

Fazit

Die Energiewende bietet neben Herausforderungen, die zügig gemeistert werden müssen, auch vielfältige Chancen. Erneuerbare Energien ersetzen das Verbrennen fossiler Energien und verringern damit die Emission klimaschädlicher Treibhausgase – ein elementarer Bestandteil der Transformation zur Klimaneutralität. Gesundheitsschädliche Feinstaubemissionen sinken, der kostspielige Import fossiler Energien kann reduziert werden.

Doch die Vollendung der Energiewende erfordert Investitionen in relevantem Ausmaß. Obwohl einige Kosten aufgrund des Alters der Strominfrastruktur auch ohne Transformationsbemühungen aufgebracht werden müssten, stellt sich die Frage, wie der nötige Ausbau finanziert wird. Die bisher vorherrschende Umlagefinanzierung über Netzentgelte muss durch progressiv wirkende Elemente ergänzt werden, da sonst Haushalte im mittleren und unteren Einkommenssegment finanziell überfordert werden. Zudem bedarf es eines Sozial-Checks, um bei technologischen Entwicklungen soziale Aspekte von Beginn an mitzudenken und Abfederungsstrategien zu entwickeln und zu implementieren.

Nur dadurch wird es möglich sein, dass alle an den (finanziellen) Vorteilen der Energiewende teilhaben können und Strom auch für Haushalte mit geringem Einkommen bezahlbar bleibt.

Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (Hg.) (2025): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1. bis 4. Quartal 2024. Online verfügbar unter https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2025/01/quartalsbericht_q4_2024.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Agora Energiewende (2025a): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2025/2024-18_DE_JAW24/A-EW_351_JAW24_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Agora Energiewende (2025b): Erneuerbare senken Strompreise und Emissionen - Mangelnde Dynamik bei Gebäude und Verkehr. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiawende.de/aktuelles/erneuerbare-senken-strompreise-und-emissionen-mangelnde-dynamik-bei-gebaeuden-und-verkehr>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Agora Think Tanks (Hg.) (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Online verfügbar unter https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Amprion: Erfahrungsbericht: Einsatz von Erdkabeln. Online verfügbar unter <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2020/Erfahrungsbericht-Einsatz-von-Erdkabeln.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Andersen, F. M.; Gunkel, P. A.; Jacobsen, H. K.; Kitzing, L. (2021): Residential electricity consumption and household characteristics: An econometric analysis of Danish smart-meter data. In: *Energy Economics* 100 (105341), S. 1–18. DOI: 10.1016/j.eneco.2021.105341.
- Bauermann, Tom; Kaczmarczyk, Patrick; Krebs, Tom (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Hg. v. IMK. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/2024_12_18_Die_Energieversorgung_2024_Foliensatz_Final_aktuell.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- BDEW (2024a): BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- BDEW (2024b): Die Energieversorgung 2024. Jahresbericht. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/2024_12_18_Die_Energieversorgung_2024_Final.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- BDEW (2024c): Die Energieversorgung 2024. Jahresbericht; Foliensatz zur Publikation. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/2024_12_18_Die_Energieversorgung_2024_Foliensatz_Final_aktuell.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- BDEW; zvei (2024): Quantifizierung der Technologiebedarfe in deutschen Verteilnetzen. Überblick. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Quantifizierung_der_Technologiebedarfe_in_deutschen_Verteilnetzen_BDEW-ZVEI.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- BDI (2024): Die Energiewende braucht ein stabiles Fundament. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/artikel/news/die-energiawende-braucht-ein-stabiles-fundament>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Breddermann, Christopher; Henger, Ralph (2024): Großes ungenutztes Potenzial beim Mieterstrom. IW-Kurzbericht 41/2024. Online verfügbar unter https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2024/IW-Kurzbericht_2024-Mieterstrom.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Bundesministerium der Justiz (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG). Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4a.html, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Bundesnetzagentur (o. J.a): Redispatch. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Bundesnetzagentur (o. J.b): Solaranlagen auf Mehrparteiengebäuden: Mieterstromzuschlag und Einspeisevergütung. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/Solaranlagen/Solar_Mehrparteien/start.html, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Bundesnetzagentur (2024a): Ab 2025 niedrigere Netzentgelte in Regionen mit viel Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241018_Netzkosten.html, zuletzt geprüft am 07.02.2025.

- Bundesnetzagentur (2024b): Monitoringbericht des Stromnetzausbaus Q3. Online verfügbar unter <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Bundesnetzagentur (2024c): Netzentgelttransparenz. Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten nach § 23b EnWG. Online verfügbar unter <https://www.netzentgelttransparenz.de/NET/start.html>, zuletzt geprüft am 06.03.2025.
- Bundesnetzagentur (2025a): Ausbau Erneuerbarer Energien 2024. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Bundesnetzagentur (2025b): EEG-Förderung und -Fördersätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (Hg.) (2025c): Monitoringbereich 2024. Online verfügbar unter <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- bwp (2024): Absatzzahlen Wärmepumpen. Online verfügbar unter <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/absatzzahlen/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Claeys, Bram; bei der Wieden, Malte; Bürger, Veit; Loschke, Carmen; Rosenow, Jan; Braungardt, Sibylle et al. (2024): Connecting reality with climate goals: case studies of gas distribution system planning a regulation. Hg. v. RAP und Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2024/10/Countryreport_Belgium.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Cornelis, Marine (2024): Electricity tariff design. Electricity tariff design Boosting participation in the energy transition: Five action areas for the new EU policy cycle (3/5). Hg. v. Green European Foundation und Brussels Heinrich Böll Stiftung. Online verfügbar unter <https://gef.eu/wp-content/uploads/2024/11/Electricity-tariff-design-boosting-participation.pdf>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Covington, Hannah; Woo-Shem, Brian; Wang, Chenli; Roth, Thomas; Nguyen, Cuong; Liu, Yuhong et al. (2024): Method for evaluating fairness of electricity tariffs with regard to income level of residential buildings. In: *Applied Energy* 353, S. 122130. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.122130.
- dena (2025): Neuzulassungen von Pkw mit elektrischen Antrieben 2024,. Eine Auswertung der Zulassungszahlen von Pkw mit elektrischen Antrieben und der Entwicklung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/dena-Monitoringbericht_2024.pdf, zuletzt geprüft am 27.02.2025.
- Destatis (2023): Haushalte wendeten 2022 durchschnittlich 27,8% ihres Einkommens für die Miete auf. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_129_12_63.html, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- DGRV: Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften. Online verfügbar unter <https://www.dgrv.de/bundesgeschäftsstelle-energiegenossenschaften/>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Die Bundesregierung (2022): Das Stromnetz zielgerichtet ausbauen. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/aenderung-energierechtsrecht-2023772>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Die Bundesregierung (2024a): Solarstrom vom Balkon. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Die Bundesregierung (2024b): Zuschuss soll Transportkosten für Strom reduzieren. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/bundeszuschuss-netzentgelt-2323374>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Die Bundesregierung (2025): Bedeutsame Änderungen im Energierecht. Hg. v. Die Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/energierechtsrecht-2320072>, zuletzt geprüft am 21.02.2025.
- Dullien, Sebastian; Iglesias, Simon Gerards; Hüther, Michael; Rietzler, Katja (2024): Herausforderungen für die Schuldenbremse: Investitionsbedarfe in der Infrastruktur und für die Transformation. Hg. v. IMK und IW. Online verfügbar unter <https://www.iwkoeln.de/studien/simon-gerards-iglesias-michael-huether-investitionsbedarfe-in-der-infrastruktur-und-fuer-die-transformation.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Energie-Experten.org (2021): Energiespeicher- Technologien im Überblick. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/oekostrom/energiespeicher>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.

- Enkhardt, Sandra (2024): Bundesnetzagentur will Industrie-Netzentgelte reformieren. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2024/07/24/bundesnetzagentur-will-industrie-netzentgelte-reformieren/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Enkhardt, Sandra (2025): Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor. Hg. v. pv magazine. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Europäische Union (13.09.2023): Richtlinie (EU) 2023/1791 des europäischen Parlaments und des Rates zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023L1791>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- European Commission: Energy Efficiency First principle. Guiding EU energy policy and investment decisions to prioritise energy efficiency and lower production costs. Online verfügbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Expertenrat für Klimafragen (2025): Zweijahresgutachten 2024. Gutachten zu bisherigen Entwicklungen der Treibhausgasemissionen, Trends der Jahresemissionsgesamtmengen und Jahresemissions mengen sowie Wirksamkeit von Maßnahmen (gemäß § 12 Abs. 4 Bundes-Klimaschutzgesetz). Online verfügbar unter <https://www.expertenrat-klima.de/>, zuletzt geprüft am 21.02.2025.
- FfE (2024): Energy Sharing - Lokale dynamische Tarife. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-energy-sharing-lokale-dynamische-tarife/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Fiedler, Swantje; Peisteler, Florian Peiseler; Maier, Michael; Cludius, Johanna; Graichen, Jakob; Schumacher, Katja; Healy, Sienna (2024): Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. CO₂-Preis in Deutschland. CO₂-Preis in Deutschland. Unter Mitarbeit von Simon Meemken und Paulin Zahn. FÖS & Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.klima-allianz.de/fileadmin/user_upload/2024/2024-02_KAD_ETS2-KSF-final.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2024.
- Figgner, Jan; Hecht, Christopher; Sauer, Dirk Uwe (2025): Battery Charts. iSEA; RWTH; E.On Energy Research Center. Online verfügbar unter <https://www.battery-charts.de/>.
- Fritz, Wolfgang; Jahn, Andreas (2025): Reformbedarf bei der Wälzung der Stromnetzkosten. In: *Tagesspiegel Background* 2025, 21.05.2025. Online verfügbar unter https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/reformbedarf-bei-der-waelzung-der-stromnetzkosten?utm_source=bluesky&utm_medium=social&utm_campaign=bluesky&utm_content=lesen, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Heilmann, Felix; Gerresheim, Nils; Henze, Levi; Huwe, Vera; Kölschbach Ortego, Axel; Krahe, Max et al. (2024): Was kostet eine sichere, lebenswerte und nachhaltige Zukunft? ? Öffentliche Finanzbedarfe für die Modernisierung Deutschlands. Hg. v. Dezernat Zukunft. Online verfügbar unter <https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2024/10/Dezernat-Zukunft-2024-Was-kostet-eine-sichere-lebenswerte-und-nachhaltige-Zukunft.pdf>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Heinen, Ron-David Heinen; Akoto, Philip (2025): Amprion-CEO: Netzinvestitionskosten „fair“ umverteilen. Debatte um Netzentgeltreform. Hg. v. energate messenger. Online verfügbar unter <https://www.energate-messenger.de/news/251010/amprion-ceo-netzinvestitionskosten-fair-umverteilen>, zuletzt geprüft am 12.02.2025.
- Held, Benjamin; Becker, Irene (2025): Sozial-ökologisches Existenzminimum. Herausforderungen und Lösungsansätze für die Sicherstellung eines menschenwürdigen Existenzminimums in Zeiten der Transformation. Hg. v. Diakonie Deutschland. Online verfügbar unter https://www.diakonie.de/diakonie_de/user_upload/diakonie.de/PDFs/Gutachten_soz-%C3%B6ko_Existenzminimum.pdf, zuletzt geprüft am 12.02.2025.
- Hirth, Lion (2023): Stromtarife für Preissicherheit und Flexibilität. Ausgestaltung eines dynamischen Tarifs mit Preisabsicherung. Hg. v. LichtBlick SE. Online verfügbar unter <https://neon.energy/Neon-Stromtarif-Lichtblick.pdf>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Hirth, Lion (2025): Die Batterierevolution kommt. ...und was sich dabei am Strommarktdesign ändern muss. Online verfügbar unter https://www.linkedin.com/posts/lionhirth_die-batterierevolution-kommt-activity-7274423974770446337-n5jx/?utm_source=share&utm_medium=member_android, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Holm, Andrej; Regnault, Valentin; Sprengholz, Maximilian; Stephan, Meret (2021): Muster sozialer Ungleichheit der Wohnversorgung in deutschen Großstädten. Hg. v. Hans Böckler Stiftung. Online verfügbar unter https://www.boeckler.de/fpdf/HBS-008072/p_fofoe_WP_222_2021.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.

- Initiative klimaneutrales Deutschland (2025): Emissionssparende Technologien im Eigenheim – Status und Entwicklung. Online verfügbar unter https://initiative-klimaneutral.de/fileadmin/iknd_content/Publikationen/2502_IKND_Eigenheimer_Technologien.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Janson, Matthias (2024): Der Trend geht zum Balkonkraftwerk. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/infografik/30601/kumulierte-anzahl-der-in-betrieb-befindlichen-balkon-solaranlagen-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Johannsen, Katharina (2024): ÜNB verzeichnen 161 GW an Batterie-Anschlussanfragen. Hg. v. Montel. Online verfügbar unter <https://montelnews.com/de/news/8458570b-24b0-46c0-9fb4-e9c881de5660/unb-verzeichnen-161-gw-an-batterie-anschlussanfragen>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Kaczmarczyk, Patrick; Krebs, Tom (2025): Finanzierungsoptionen für den Stromnetzausbau und ihre Auswirkungen auf die Netzentgelte. Hg. v. IMK. Online verfügbar unter <https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009039>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Kahl, Hartmut; Kahles, Markus (2022): Warum es jetzt mehr denn je auf die Netzentgelte ankommt. Hg. v. Magazin für die Energiewirtschaft. Stiftung Umweltenergierecht. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2022/08/Stiftung_Umweltenergierecht_Zusammenfassung_EW_2022_Netztentgelte_Kahl_Kahles_2022-08-03.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Kahla, Franziska; Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R.; Degenhart, Heinrich (2017): Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/wpbl27_BEG-Stand_Entwicklungen.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Kölschbach Ortego, Axel; Steitz, Janek (2024): Kapitalengpässe lösen, Netzkosten reduzieren – Effekte staatlicher Beteiligungen auf den Stromübertragungsnetzausbau. Hg. v. Dezernat Zukunft. Online verfügbar unter https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2024/11/20241202_Stromnetzfinanzierung_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Landeshauptstadt Düsseldorf (2024): Mit dem Düsselpass zur kostenlosen Balkonsolaranlage. Online verfügbar unter <https://www.duesseldorf.de/umweltamt/projekte/kostenlose-balkonsolaranlage-mit-dem-duesselpass>, zuletzt geprüft am 10.02.2025.
- Lange, Jörg (2024): Politik trifft auf Wirklichkeit. Hg. v. Klimaschutz im Bundestag. Online verfügbar unter <https://klimaschutz-im-bundestag.de/politik-trifft-auf-wirklichkeit/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- LichtBlick SE (2024): Prosumer-Report 2024. Stand und Potenzial der Energiewende im Ein- und Zweifamilienhaus. Hg. v. LichtBlick SE. Online verfügbar unter <https://brand.lichtblick.de/share/FWaaGKkEZGpxNRMLfJ3S>, zuletzt geprüft am 28.02.2025.
- Löschel, Andreas; Grimm, Veronika; Mattes, Felix; Weidlich, Anke (2024): Monitoringbericht. Hg. v. Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Matthes, Felix Christian (2025): Kosten der Energieimporte nach Deutschland und Europa. Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikation/kosten-der-energieimporte-nach-deutschland-und-europa/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Nardini, Noah (2025): Mieterstrom: Große Potenziale, viele Hürden. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2025/01/20/mieterstrom-grosse-potenziale-viele-huerden/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Next Kraftwerke (2023): Was ist das Netznutzungsentgelt? Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzentgelte#als-gewerblicher-oder-industrieller-stromverbraucher-netzentgelte-reduzieren>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Nobis, Claudia; Obersteller, Denise; Lell, Otmar; Muster, Viola; Rauber, Julius (2024): Erarbeitung einer Suffizienzstrategie für den Verkehrssektor und ihre erfolgreiche Kommunikation. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/36_2024_texte_suffizienzstrategie.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Noka, Victoria; Cludius, Johanna; bei der Wieden, Malte; Liste, Victoria; Schumacher, Katja; Braungardt, Sibylle (2023): Wohn- und Energiekostenbelastung von Mietenden. Hg. v. Deutscher Mieterbund. Online verfügbar unter <https://mieterbund.de/themen-und-positionen/studien/oeko-institut-e-v-wohn-und-energiekostenbelastung-von-mietenden/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Probst, Felix; Wagner, Christian; Greve, Marco; Novirdourst, Amir Ashour; Willers, Pia; Reinecke, Antonie; Kienscherf, Philipp

- Artur (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Hg. v. ef.Ruhr GmbH. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Ritter, David; Bauknecht, Dierk; Fietze, Daniela; Klug, Katharina; Kahles, Markus (2023): Energy Sharing. Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. Hg. v. UBA. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/energy-sharing>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Schilderoth, Tim (2024): Das EU-Recht der Netzentgelte im Stromsektor. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 37. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht.
- Schmidt, Felix; Roth, Alexander; Schill, Wolf-Peter (2024): Ausbau der Solarenergie: viel Licht, aber auch Schatten. DIW Wochenbericht 33/2024. Hg. v. DIW. Online verfügbar unter https://www.diw.de/de/diw_01.c.911061.de/publikationen/wochenberichte/2024_33_1/ausbau_der_solarenergie_viel_licht_aber_auch_schatten.html#section3, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Schrems, Isabel; Eulgem, Lorena (2022): Die Rolle des Erdgasgeschäfts von Stadtwerken für die kommunale Daseinsvorsorge – Eine Fallstudienanalyse. Hg. v. FÖS. Online verfügbar unter https://foes.de/publikationen/2022/2022-11_FOES_Stadtwerke_Analyse.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Schumacher, Katja; Cludius, Johanna (2020): Strategien und Maßnahmen zur Bekämpfung der Energiearmut in Deutschland. Impulsvortrag. Roadmap-Prozess Energieeffizienz 2050. Öko-Institut, 2020, zuletzt geprüft am 30.05.2024.
- Schuster, Florian; Heilmann, Felix; Krahé, Max; Sigl-Glückner, Philippa; Steitz, Janek (2024): Wie wir die Modernisierung Deutschlands finanzieren. Finanzierungsoptionen im Rahmen der Schuldenbremse. Hg. v. Dezernat Zukunft. Online verfügbar unter <https://dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2024/09/Schuster-et-al.-2024-Wie-wir-die-Modernisierung-Deutschlands-finanzieren-4.pdf>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Statista (2023): Anzahl der Stromzähler in den Haushalten in Deutschland nach Art von 2020 bis 2023. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/298727/umfrage/verteilung-der-zaehlertechnik-in-deutschen-haushalten/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Statista (2025a): Anzahl der Neuzulassungszahlen von Elektroautos in Deutschland von 2003 bis Januar 2005. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/244000/umfrage/neuzulassungen-von-elektroautos-in-deutschland/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Statista (2025b): Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes in den Jahren 1990 bis 2023 und Prognose für 2030. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1241046/umfrage/treibhausgasemissionen-in-deutschland-nach-sektor/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- Stratmann, Klaus: Investitionen von mehr als 600 Milliarden Euro in Netze nötig. In: *Handelsblatt* 2024. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-investitionen-von-mehr-als-600-milliarden-euro-in-netze-noetig/100054689.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- StromAuskunft (2025): Strompreiszusammensetzung Gewerbestrom: Steuern, Abgaben, Netzentgelte. Online verfügbar unter <https://www.stromauskunft.de/gewerbestrom/steuern-und-abgaben/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- tanke.io (o. J.): Aktuelle Entwicklungen privater Ladeinfrastruktur in der Immobilienwirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.tanke.io/aktuelles/aktuelle-entwicklungen-privater-ladeinfrastruktur-in-der-immobilienwirtschaft/#:~:text=Laut%20Energieagentur%20DENA%20sind%20bisher%20rund%20900.000,private%20Wallboxen%20gef%C3%B6rdert%20und%20installiert%20worden%20%28Stand%2005%2F23%29.>
- UBA (2025): Stromnetzkosten der Energiewende fair verteilen. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/stromnetzkosten-der-energiewende-fair-verteilen>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- VKU, BDEW, Deloitte (2024): VKU, BDEW und Deloitte schlagen Energiewendefonds vor. Online verfügbar unter <https://www.vku.de/themen/finanzen-und-steuern/artikel/vku-bdew-und-deloitte-schlagen-energiewendefonds-vor/>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Vogel, Moritz; Bauknecht, Dierk; Dünzen, Kaya (2024): Verteilung der netzkosten der Energiewende. Darstellung möglicher Ansätze einer fairen Netzkostenverteilung. Hg. v. UBA. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/51_2024_cc_netzentgelte_0.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Vogel, Moritz; Bauknecht, Dierk; Dünzen, Kaya; Klarmann, Tobias; Hilpert, Johannes (2025): Verteilung der Netzkosten der Energiewende. Darstellung möglicher Ansätze einer fairen Netzkostenverteilung. Hg. v. UBA. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/51_2024_cc_netzentgelte_0.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.

- Wettingfeld, Marie; Meemken, Simon; Zerkawy, Florian (2024): Wie verbraucherfreundlich sind dynamische und variable Stromtarife? Hg. v. vzbv. Online verfügbar unter https://www.vzbv.de/sites/default/files/2024-10/2024_VZBV%20Dynamische%20Tarife_final_0.pdf, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Yunusov, Timur; Torriti, Jacopo (2021): Distributional effects of Time of Use tariffs based on electricity demand and time use. In: *Energy Policy* 156, S. 112412. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112412.
- Zell-Ziegler, Carina; Best, Benjamin; Thema, Johannes; Wiese, Frauke; Vogel, Bendix; Cordroch, Luisa et al. (2025): Suffizienzdatenbank. Hg. v. Energy Sufficiency Research Group. Online verfügbar unter <https://energysufficiency.de/policy-database/>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.
- ZfK (2023): Tennet erwartet massiven Anstieg des Investitionsbedarfs für den Netzausbau. Online verfügbar unter <https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/tennet-erwartet-massiv-anstieg-des-investitionsbedarfs-fuer-den-netzausbau>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Ziele für nachhaltige Entwicklung. 7 Bezahlbare und saubere Energie. Online verfügbar unter <https://17ziele.de/ziele/7.html>, zuletzt geprüft am 07.02.2025.
- Zwölf Energieökonom: Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise. In: *Frankfurter Allgemeine Zeitung* 2024. Online verfügbar unter <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>, zuletzt geprüft am 06.02.2025.

