

FfE

Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland

FfE Discussion Paper 2021-03

2021

Diskussionspapier

Entwicklungsrahmen der
Haushaltsstrompreise in Deutschland

Impressum

Herausgeber:



Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
Mail: info@ffe.de
Web: www.ffe.de

Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland

Veröffentlicht am:

20. Dezember 2021

Autoren:

Patrick Dossow,
Timo Kern,
Dr. Serafin von Roon

FfE Discussion-Paper:

2021-03

Inhalt

Inhalt.....	5
Einleitung.....	6
Status Quo und methodischer Ansatz.....	7
Historische Preisentwicklung und relevante Preisbestandteile	7
Methodischer Ansatz: Wie lassen sich Haushaltsstrompreise prognostizieren?.....	9
Maximale und minimale Entwicklungspfade einzelner Preisbestandteile	10
Energiebeschaffung: Wie werden sich die Kosten entwickeln?	10
Vertrieb: Ist von veränderlichen Kosten auszugehen?	11
Konzessionsabgabe: Bleibt die Abgabe weiterhin konstant?	11
Netznutzungsentgelte: Wie lässt sich die Entwicklung abschätzen?	12
Netznutzungsentgelte: Wie entwickeln sich die einzelnen Kostenbestandteile?	13
EEG-Umlage: Ist eine eindeutige Entwicklung absehbar?	17
Stromsteuer: Sind Veränderungen zu erwarten?.....	18
Weitere Umlagen: Welche Rolle werden diese zukünftig spielen?	18
Mehrwertsteuer: Von welchem Steuersatz ist zukünftig auszugehen?.....	20
Resultierender Entwicklungsrahmen und plausibler Entwicklungspfad	22
Welcher Entwicklungsrahmen lässt sich bis 2040 definieren?.....	22
Welche Preisentwicklung schätzen wir als plausibel ein?	24
Wie fällt das Fazit zur Entwicklung der Haushaltsstrompreise aus?	26
Literatur.....	27
Anhang.....	30
Netzinvestitionskosten: Quellen und Annahmen	30
Systemdienstleistungen: Lineare Regression.....	31

Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland

FfE Discussion Paper

Patrick Dossow¹, Timo Kern¹, Serafin von Roon¹

Einleitung

Für die Bewertung möglicher Verteilungseffekte sowie bestehender und neuer Geschäftsmodelle im Umfeld der Transformation des Energiesystems ist die Entwicklung der Verbraucherpreise von Energieträgern eine wesentliche Eingangsgröße. Ganz zentral ist hierbei der Haushaltsstrompreis.

In diesem Discussion Paper stellen wir einen methodischen Ansatz vor, durch den Entwicklungspfade der zukünftigen Haushaltsstrompreise in Deutschland entwickelt werden können. Leser:innen dieser Arbeit sollen insbesondere dazu befähigt werden, möglichst einfach und gut begründet eigene Preisentwicklungen auf Basis der präsentierten Methodik und unter Verwendung aktueller Entwicklungen zu erstellen. Zu diesem Zweck wird ein Verständnis für die wesentlichen techno-ökonomischen und politischen Treiber und deren möglichen Spannweiten geschaffen.

Basierend auf dem als plausibel eingeschätzten Entwicklungsrahmen des Haushaltsstrompreises, der zwischen einem Pfad der maximalen und einem Pfad der minimalen Preisentwicklung aufgespannt wird, stellen wir beispielhaft im letzten Teil des Papers einen möglichen konkreten Entwicklungspfad bis 2040 vor.

¹ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, www.ffe.de.

Status Quo und methodischer Ansatz

Die Entwicklung der Haushaltsstrompreise in Deutschland, eine Übersicht über die in diesem Paper betrachteten Preisbestandteile und eine Vorstellung des gewählten methodischen Vorgehens ist in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt.

Historische Preisentwicklung und relevante Preisbestandteile

Der Preis, den ein durchschnittlicher privater Haushaltskunde in Deutschland zahlen muss, beruht auf der Summe verschiedenster Preisbestandteile. Insgesamt lässt sich die Preiszusammensetzung in acht Hauptbestandteile unterteilen, die in Tabelle 1 beschrieben werden. Die historische Entwicklung der Strompreise bis 2019 ist in Abbildung 1 dargestellt¹, wobei es sich um den inflationsbereinigten durchschnittlichen Haushaltsstrompreis für Stromkunden im Niederspannungsnetz handelt.

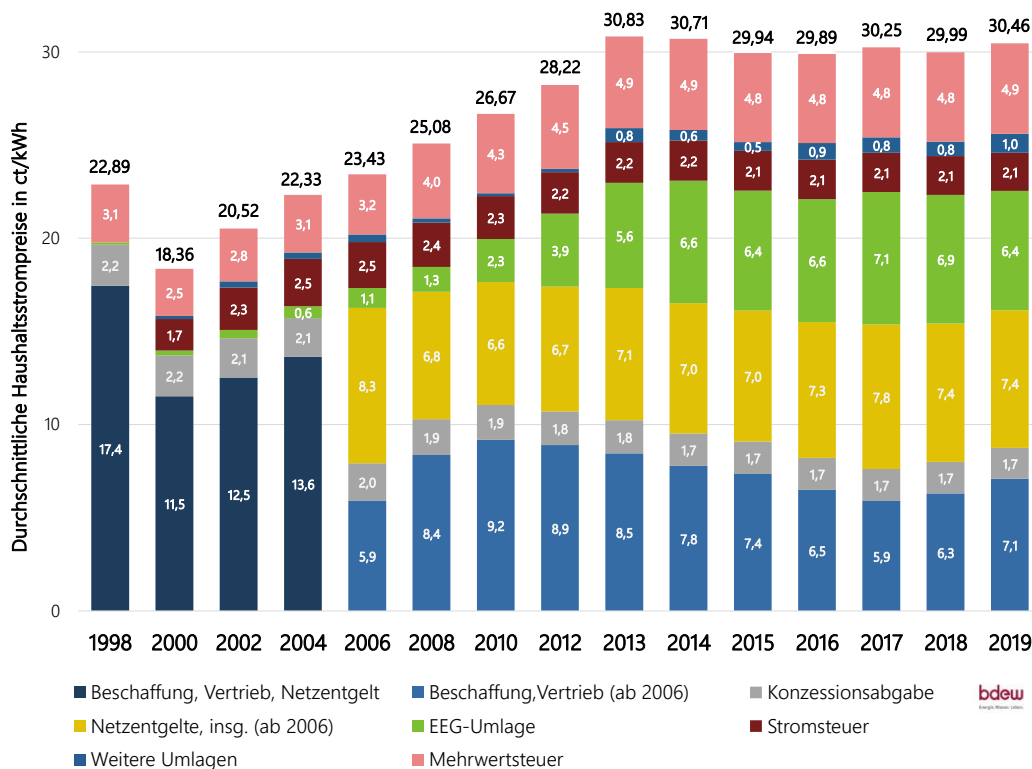


Abbildung 1: Durchschnittliche Haushaltsstrompreise² nach /BDEW-01 20/, reale Preise aufgezinst auf das Jahr 2019 auf Basis der historischen Inflationsrate.

Der Vergleich der historischen Strompreise in Abbildung 1 zeigt zum einen, dass der Haushaltsstrompreis bis 2013 stark angestiegen ist und seitdem auf einem in etwa konstanten Niveau liegt. Zum anderen ist zu erkennen, dass die Preisentwicklung einiger Bestandteile teils

¹ Auf die Darstellung der Jahre 2020 und 2021 wird verzichtet, da sich diese Jahre aufgrund der durch die Corona-Pandemie hervorgerufenen temporären Änderungen nicht als Referenzjahr eignen.

² Dargestellt sind mittlere Netzentgelte für private Haushalte mit 3.500 kWh/a Stromverbrauch (gemittelte Grund- und Arbeitspreise inklusive Kosten der Messung, des Messstellenbetriebs und der Abrechnung).

Der deutsche Haushaltsstrompreis lässt sich in 8 Preisbestandteile unterteilen, die jeweils individuellen Abhängigkeiten und Einflüssen unterliegen.

signifikanten Schwankungen unterliegen, während Preise anderer Bestandteile über die Jahre hinweg nahezu keine Veränderungen erfahren. Dies ist mitunter der großen Abhängigkeit von politischen Entscheidungen und energiewirtschaftlichen Entwicklungen geschuldet.

Tabelle 1: Beschreibung der Preisbestandteile des Haushaltsstrompreises

Preisbestandteile	Kurzbeschreibung
Energiebeschaffung	Kosten des Energielieferanten für den Einkauf von Strom (vor allem Kosten der Stromproduktion plus Margen der Anbieter). Da meist am Großhandelsmarkt eingekauft wird, dienen Jahresforwards und-future-Preise ¹ häufig als Basis der durchschnittlichen Beschaffungskosten / BDEW-01 20/.
Vertrieb	Kosten des Energielieferanten rund um die Dienstleistung Stromlieferung. Hierzu gehören Abrechnung, Rechnungsstellung, Ausfallrisiken, Werbekosten etc. Die Vertriebskosten werden häufig in Kombination mit den Kosten der Energiebeschaffung ausgewiesen.
Konzessionsabgabe	Kosten für die Benutzung öffentlicher Infrastruktur zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen. Die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) regelt die Abgabenhöhe, die sich nach dem Energieliefervertrag und der Einwohnerzahl der Gemeinde richtet. /BNETZA-01 98/
Netznutzungsentgelte (NNE)	Kosten für die Netznutzung (für Haushaltskunden im Niederspannungsnetz), die an die Netzbetreiber gezahlt werden, bestehend aus Grund- und Arbeitspreis (gesetzliche Regelung durch §20 EnWG und StromNEV). Die Berechnung erfolgt über Erlösobergrenzen, die von der BNetzA festgelegt werden. /BNETZA-13 19/ Die NNE werden meist inklusive der Kosten für den Messstellenbetrieb ausgewiesen.
EEG-Umlage	Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegte Umlage zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE). Um die für 20 Jahre festgelegte Vergütung für EE-Anlagen zahlen zu können, wird die Differenz zwischen dem Großhandelswert des EEG-Stroms und der festgelegten Vergütung auf die Endverbraucher umgelegt. ² /BNETZA-10 19/
Stromsteuer	Bundesgesetzlich geregelte, in der Europäischen Union harmonisierte Verbrauchsteuer auf elektrischen Strom, die beim Stromversorger anfällt und an den Endverbraucher weitergegeben wird /BMF-01 20/. Die Steuer ist auch unter dem Begriff „Ökosteur“ bekannt, da sie den bewussteren Verbrauch von elektrischem Strom anreizt.
Weitere Umlagen	Summe aus §19 StromNEV- Umlage (entgangene Erlöse der Netzbetreiber aufgrund individuell reduzierter Netzentgelte), Offshore-Netzumlage (Kosten für Offshore-Anbindungsleitungen und Entschädigungszahlungen an Offshore-Windparkbetreiber), Umlage für abschaltbare Lasten (Ausgleich von Vergütungszahlungen an Anbieter von sogenannter "Abschaltleistung") und KWKG Aufschlag (gesetzlich festgeschriebener Zuschlag an KWK-Anlagenbetreiber). /BNETZA-01 98/
Mehrwertsteuer	Auf die Summe der Preisbestandteile anzusetzende, staatliche Steuer in Höhe von 19 % ³ (auch Umsatzsteuersteuer).

¹ Preise für Termingeschäfte an der Strombörse (bspw. Phelix Year Future), die aufgrund der zusätzlichen Sicherheit eines Termingeschäfts abhängig von den Spotmarktpreisen gebildet werden /FIN-01 20/.

² Neben diesen Differenzkosten kommt bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung noch ergänzend eine Managementprämie hinzu, die ebenfalls in die Berechnung der Umlage miteinfließt.

³ In der Corona-Pandemie temporär vom 1. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2020 auf 16 % gesenkt.

Methodischer Ansatz: Wie lassen sich Haushaltsstrompreise prognostizieren?

Um mögliche Entwicklungspfade für Haushaltsstrompreise aufstellen zu können, wählen wir das folgende Vorgehen:

1. Jeder Preisbestandteil wird zunächst separat auf Basis aktueller Literatur in Bezug auf seine mögliche zukünftige Entwicklung diskutiert. Je nach Komplexität wird eine Methodik zur Berechnung der Preisentwicklung erarbeitet.
2. Je Preisbestandteil wird durch die minimale und maximale zukünftige Preisentwicklung ein Entwicklungsrahmen aufgespannt und diskutiert.
3. Auf Basis eines konsistenten Narrativs kann ein plausibler Entwicklungspfad des Haushaltsstrompreises durch die schlüssige Kombination zukünftiger Preisentwicklungen der einzelnen Bestandteile entwickelt werden.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die vier methodischen Schritte durchlaufen. Durch die Anwendung der ersten drei Schritte spannen wir den aus unserer Sicht realistischen Entwicklungsrahmen bis 2040 auf. Dabei stellen wir je Preisbestandteil die Methodik zur Berechnung der Preisentwicklung vor, und hinterlegen diese mit aktuell verfügbaren Zahlenwerten. Insbesondere da die möglichen Entwicklungen der jeweiligen Bestandteile mitunter großen Unsicherheiten unterliegen, werden in diesem Paper begründete Annahmen für die entsprechenden minimalen und maximalen Entwicklungspfade der Stützjahre 2025, 2030, 2035 und 2040 getroffen. Im vierten methodischen Schritt entwickeln wir abschließend einen aus unserer Sicht plausiblen, konkreten Entwicklungspfad, der innerhalb der zuvor definierten Grenzen des Entwicklungsrahmens liegt.

Alle nachfolgend dargestellten Preisentwicklungen werden als reale Preise ausgewiesen und auf das Jahr 2019 bezogen. Dazu wird eine jährliche Inflationsrate von 1,42 % angenommen, was der durchschnittlichen Inflationsrate der letzten 20 Jahre (2001 bis 2020) in Deutschland entspricht. Die Jahre 2020 und 2021 stellen eine Besonderheit dar. Da der BDEW, der auch Herausgeber der in Abbildung 1 dargestellten Zahlenwerte ist, für beide Jahre bereits Haushaltsstrompreise ausweist, werden die in /BDEW-05 21/ angegebenen Werte real (auf das Basisjahr 2019 bezogen) dargestellt. Die oben beschriebene Methodik der zwei Entwicklungspfade wird demnach ab 2022 angewandt.

Der hier vorgestellte Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise bis 2040 basiert auf den separat bestimmten maximalen und minimalen Entwicklungen der einzelnen Preisbestandteile.

Maximale und minimale Entwicklungspfade einzelner Preisbestandteile

Nachfolgend diskutieren wir die möglichen Entwicklungen der einzelnen Preisbestandteile. Für jeden Kostenpunkt werden Pfade der maximalen und minimalen Entwicklung unter den getroffenen Annahmen dargestellt.

Energiebeschaffung: Wie werden sich die Kosten entwickeln?

Die Kosten der Energiebeschaffung - konkreter die Kosten der Energielieferanten für den Stromeinkauf – sind von verschiedensten Faktoren abhängig und unterliegen ständigen Schwankungen. Als Basis für die mittleren Beschaffungskosten dienen im Allgemeinen die Jahresfuture-Preise für Strom im deutschen Marktgebiet. Diese werden für wenige Jahre im Voraus gehandelt. Für die Jahre 2022 bis 2025 verwenden wir durchschnittlichen Preise der an der Strombörse (EEX) gehandelten Jahresfutures (Baseload). Unter der Annahme, dass Energieversorgungsunternehmen die Strombeschaffung jeweils für zwei Jahre im Voraus sicherstellen, kommen je die Jahresfuture-Preise aus dem entsprechenden Einkaufsjahr zum Einsatz¹. Für den Zeitraum bis 2025 wird keine Unterscheidung zwischen dem Pfad der maximalen und dem Pfad der minimalen Kosten getroffen.

Je weiter die gehandelten Jahresprodukte in der Zukunft liegen, desto geringer ist die Liquidität und damit die Aussagekraft der ausgewiesenen Preise. Für die im Rahmen dieses Discussion Papers verwendeten weiteren zukünftigen mittleren Energiebeschaffungskosten verwenden wir daher simulierte Strompreise am Großhandelsmarkt der Stützjahre 2030, 2035 und 2040.

Zwei exemplarische Szenarien der FfE basierend auf vergleichbaren Annahmen dienen der Quantifizierung einer maximalen und minimalen Entwicklung. Für den Pfad der maximalen Entwicklung eines verhältnismäßig starken Preisanstiegs am Stromgroßhandel werden simulierte Großhandelsstrompreise des fuEL-Klimaschutzszenarios aus dem Forschungsprojekt Dynamis verwendet /FFE-144 19/. Da in diesem Szenario die Reduktion von deutschen Treibhausgasemissionen um – 95 % bis 2050 im Vergleich zu dem Niveau von 1990 bei zeitgleichem zurückhaltendem Preisverfall der erneuerbaren Energien simuliert wird, steigt der Großhandelsstrompreis bis 2040 um mehr als 30 % im Vergleich zu 2019 an.

Um die minimale Entwicklung der Beschaffungskosten abzubilden, wird das Szenario quEU aus dem Forschungsprojekt eXtremOS gewählt /FFE-24 21/. In quEU kommt der systemisch kostenminimale Technologiemit zum Einsatz, ohne dass Treibhausgasverminderungsziele vorgegeben werden. Da gleichzeitig eine verhältnismäßig starke Kostendegression für die Investitionen in erneuerbare Energien angenommen wird, bleiben die Großhandelsstrompreise bis 2040 auf einem stabilen Niveau bei leichter Preisabnahme. Die exakten verwendeten Preise der Stützjahre sind in Abbildung 2 dargestellt.

¹ Für die Jahre 2024 und 2025 werden die aktuellsten, im November 2021 gehandelten Futures zugrunde gelegt.

Zur Bestimmung des Entwicklungsrahmens der Kosten der Energiebeschaffung für die weiter in der Zukunft liegenden Jahre verwenden wir simulierte Großhandelsstrompreise unterschiedlicher Szenarien.

Vertrieb: Ist von veränderlichen Kosten auszugehen?

Neben den Kosten des reinen Stromeinkaufs müssen weitere Annahmen zur Entwicklung der sonstigen Kosten und der Margen des Lieferanten getroffen werden, die wir als Vertriebskosten zusammenfassen. Um die aktuellen durchschnittlichen Vertriebskosten zu bestimmen, die im Haushaltsstrompreis enthalten sind, identifizieren wir zunächst den Jahresfuture-Preis für das Basisjahr 2019¹. Die Differenz aus dem in /BDEW-01 20/ ausgewiesenen durchschnittlichen Kosten für Beschaffung und Vertrieb und dem Jahresfuture-Preis ergibt die Vertriebskosten des Basisjahres.

Zur Bestimmung der aktuellen durchschnittlichen **Vertriebskosten** berechnen wir die Differenz aus dem verfügbaren Preis für 'Beschaffung und Vertrieb' und dem gemittelten Jahresfuture-Preis des entsprechenden Jahres.

Da die Vertriebskosten verschiedensten Abhängigkeiten unterliegen, lassen sie sich nicht ohne weiteres prognostizieren. Generell sinkende wie auch generell steigende Vertriebskosten sind nicht auf Basis aktueller Quellen belegbar. Wie den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (BNetzA) der letzten Jahre zu entnehmen ist, hat der Wettbewerb unter den Energielieferanten in der Vergangenheit stetig zugenommen. Dies zeigt sich zum einen an der kontinuierlich zunehmenden Anzahl an Energielieferanten und zum anderen an der nach wie vor steigenden Anzahl an Lieferantenwechseln der Haushaltskunden. /BNETZA-28 19/ /BNETZA-35 19/ Der so steigende Preisdruck könnte insbesondere Maßnahmen zur Automatisierung und Digitalisierung motivieren. Zeitgleich ist jedoch auch ein zunehmender Aufwand im Vertriebsgeschäft infolge komplexerer Produkte und aufwändigerem Marketing nicht auszuschließen.

In Bezug auf die identifizierten, gegenläufigen Entwicklungsmöglichkeiten treffen wir die Einschätzung, dass Einsparungen von Kosten durch Effizienzsteigerung gegenüber Kostensteigerungen durch komplexeres Marketing tendenziell überwiegen werden. Daher spannen wir unseren Entwicklungsrahmen zwischen nominal konstanten Vertriebskosten für den Pfad der minimalen Entwicklung (Annahme: Real abnehmende Kosten durch Effizienzsteigerung) und real konstanten Vertriebskosten für den Pfad der maximalen Entwicklung (Annahme: Gegenläufige Effekte heben sich auf und Kosten steigen nominal in Höhe der Inflation) auf.

Konzessionsabgabe: Bleibt die Abgabe weiterhin konstant?

Die Konzessionsabgabenverordnung (KAV), welche die Höhe der Konzessionsabgabe festlegt, ist seit 2006 unverändert. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) setzt aus diesem Grund konstante Werte für die durchschnittlich zu zahlende Konzessionsabgabe für die vergangenen Jahre an (siehe Abbildung 1). Auch die in den jährlichen Monitoringberichten der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgewiesenen Abgabekosten für durchschnittliche Haushaltskunden waren in der Vergangenheit nahezu konstant /BNETZA-28 19/ /BNETZA-35 19/.

Für den Pfad der minimalen Entwicklung nehmen wir an, dass nicht mit einer Anhebung der Konzessionsabgabe zu rechnen ist. Dies ist gleichbedeutend mit der Annahme, dass keine nennenswerten Änderungen an der KAV vorgenommen werden. Für die somit nominal konstante Konzessionsabgabe ergibt sich für die minimale Entwicklung real eine leichte Reduktion der Abgabe. Da die letzte tatsächliche Anhebung der Konzessionsabgabe mittlerweile 15 Jahre zurückliegt, ist langfristig einer Erhöhung der Abgabe nicht

Da sowohl Argumente für ein unverändertes Kostenniveau als auch für einen Inflationsausgleich existieren, wird in Bezug auf die **Konzessionsabgabe** zwischen nominal konstanten und real konstanten unterschieden.

¹ Quartal Futures gemittelt aus Sicht des Handels im Herbst 2018

ausgeschlossen. Für den Pfad der maximalen Entwicklung gehen wir daher in diesem Discussion Paper bis 2040 von einem real konstanten Wert von 1,66 ct/kWh aus, was indirekt einer Anhebung in Höhe der Inflation gleichkommt.

Netznutzungsentgelte: Wie lässt sich die Entwicklung abschätzen?

Die Netznutzungsentgelten (NNE) werden im Wesentlichen durch die Kosten der Netzbetreiber definiert, die diese auf die Endkunden umlegen. Dabei liegt den NNE eine regulatorisch festgelegte, komplexe Berechnung zur Bestimmung der Höhe der umzulegenden Kosten je Netzbetreiber zugrunde, die in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) /AREGV-01 19/ definiert ist. Grundlage für die Berechnung sind die sogenannten Erlösobergrenzen, auf deren Basis die gesamten zulässigen Netzentgelte einschließlich kalkulatorischen Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und vorgeschriebener Effizienzsteigerung je Netzbetreiber individuell ermittelt werden.

Da die Erlösobergrenze von den jeweiligen Kostenstrukturen der Netzbetreiber abhängt, ist die Kostenverteilung und somit auch die Kostenentwicklung für jeden der 874 Verteilnetzbetreiber (VNB) unterschiedlich /BNETZA-05 21/. Aufgrund der vielen Abhängigkeiten und insbesondere wegen der sehr heterogenen Kostenstrukturen der Netzbetreiber sind verallgemeinernde Aussagen und Hochrechnungen zur zukünftigen Entwicklung der mittleren NNE nur mit gewissen Unschärfen und auf Basis von vereinfachenden Annahmen möglich.

Für den in diesem Paper gewählten Ansatz eines zukünftigen Entwicklungsrahmens treffen wir die nachfolgenden **vereinfachenden Annahmen**:

1. Der Anteil der für Haushaltskunden relevanten Netzkosten wird auf den deutschlandweiten Stromverbrauch der privaten Haushalte umgelegt.
2. Das Verhältnis der für Haushaltskunden relevanten Netzkosten zu den deutschlandweiten Gesamt-Netzkosten ist zeitlich konstant.
3. Die relevanten Kostenbestandteile der Netzbetreiber zur Bestimmung zukünftiger Gesamt-Netzkosten sind Investitionskosten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene, Kosten durch Zahlung vermiedener NNE an Erzeuger im Verteilernetz, und Kosten für Systemdienstleistungen (vgl. /CONS-03 18/).¹

Das **methodische Vorgehen** zur Abschätzung zukünftiger NNE kann basierend auf den getroffenen Annahmen in die folgenden Schritte unterteilt werden:

1. Die Multiplikation des heutigen relevanten Stromverbrauchs des Endenergiesektors ‚private Haushalte‘ (Basisjahr) mit den gemittelten NNE für Haushaltsstromkunden resultiert in den heutigen für Haushaltskunden relevanten Netzkosten.
2. Der Quotient aus den so bestimmten relevanten Netzkosten für Haushaltskunden und den Gesamt-Netzkosten wird auf Basis heutiger Werte berechnet und ist – gemäß Annahme 2 – zeitlich konstant.
3. Zukünftige Gesamt-Netzkosten werden durch die Kombination von Prognosen zur individuellen Entwicklung der Kostenbestandteile für relevante Stützjahre berechnet.

¹ Betriebskosten werden als Teil der beeinflussbaren Kostenanteile nicht als relevante Kostenbestandteile zur Bestimmung der zukünftigen Entwicklung definiert.

Aufgrund der Komplexität der Kostenstrukturen, die den **NNE** zugrunde liegen, führen wir drei maßgebliche Annahmen zur vereinfachten Abschätzung der Entwicklung der NNE an.

4. Die zukünftigen für Haushaltskunden relevanten Netzkosten ergeben sich aus dem Produkt des zeitlich konstanten Anteils relevanter Netzkosten an Gesamt-Netzkosten und den berechneten zukünftigen Gesamt-Netzkosten.
5. Der zukünftig relevante Stromverbrauch der Haushaltskunden wird auf Basis von Prognosen oder Simulationsergebnissen des zukünftigen Stromverbrauchs des Sektors ‚private Haushalte‘ für relevante Stützjahre bestimmt.
6. Die zukünftigen NNE werden aus dem Quotienten aus zukünftigen für Haushaltskunden relevanten Netzkosten und zukünftigem Stromverbrauch der Haushaltskunden für alle Stützjahre berechnet.

Netznutzungsentgelte: Wie entwickeln sich die einzelnen Kostenbestandteile im Verhältnis zum Stromverbrauch?

Nachfolgend wird das beschriebene methodische Vorgehen Schritt für Schritt für den Entwicklungsrahmen der NNE durchlaufen.

1. Heutige relevante Netzkosten

Im ersten methodischen Schritt verwenden wir für den relevanten Stromverbrauch den durch die AG Emissionsbilanzen (AGEB) ausgewiesenen Wert von 125,7 TWh für den Sektor ‚private Haushalte‘ im Basisjahr 2019 /AGEB-04 21/^{1,2}. In Bezug auf die heutigen gemittelten NNE adressieren wir nur die mengengewichteten NNE für nicht leistungsgemessene Verteilnetzkunden (Entnahme von weniger als 100.000 kWh pro Jahr) in Deutschland, um eine Verzerrung der spezifischen Kosten aufgrund von energiemengenunabhängigen Kostenbestandteilen weitestgehend zu vermeiden. Für diese gemittelten NNE von privaten Haushaltsstromkunden existieren zwei Quellen als Referenzen des heutigen Zahlenwerts: Der jährliche Monitoringbericht der BNetzA /BNETZA-05 21/ und die jährliche BDEW-Strompreisanalyse (siehe Abbildung 1) /BDEW-01 20/. Basierend auf den genannten Quellen ergeben sich relevante Netzkosten von 9,3 Mrd. € im Jahr 2019.

2. Heutige Gesamt-Netzkosten

Die für den zweiten Schritt relevanten aktuellen Gesamt-Netzkosten in Deutschland, die gleichbedeutend mit der Erlösobergrenze sind, werden von der Agora-Energiewende für 2018 und 2019 auf 24 Mrd. € geschätzt /AGORA-06 19/, was unter der Annahme ansteigender Netzkosten konsistent zu den im Monitoringbericht veröffentlichten Angaben der BNetzA zum Basisjahr 2016 ist (anerkannte Netzkosten 2016: 20,4 Mrd. €) /BNETZA-35 19/. Damit ergibt sich ein Anteil der relevanten Netzkosten für Haushaltskunden an den Gesamt-Netzkosten von 38,7 %.

3. Zukünftige Gesamt-Netzkosten

Der dritte Schritt der Abschätzung zukünftiger Gesamt-Netzkosten ist der methodisch umfangreichste. Die Ergebnisse dieses Schrittes sind in Tabelle 2 zu sehen. Wir unterscheiden gemäß der Ermittlung der Erlösobergrenzen zwischen beeinflussbaren Kostenanteilen (bKA)

¹ Der ausgewiesene deutschlandweite Stromverbrauch des Sektors ‚private Haushalte‘ und der im Monitoringbericht der BNetzA erfasste Stromverbrauch der Haushaltskunden gem. § 3 Nr.22 EnWG (124,6 TWh in 2019, /BNETZA-35 19/) sind quasi identisch.

² Da der BDEW für 2020 und 2021 bereits durchschnittliche NNE ausweist, werden für diese Jahre reale Werte verwendet und die beschriebene Methodik erst für NNE ab 2022 angewendet.

Für die Abschätzung der zukünftigen Netzkosten unterscheiden wir zwischen beeinflussbaren und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen (dnbKA). Als Ausgangspunkt dienen die jeweiligen Kosten des Referenzjahres 2019. Im Monitoringbericht der BNetzA werden bKA und dnbKA separat für das Basisjahr 2016 ausgewiesen /BNETZA-35 19/. Um 2019er Werte zu erhalten, skalieren wir die Kostenanteile auf Basis der Gesamt-Netzkosten.

Für die Entwicklung der **bKA** nehmen wir eine Kostenreduktion gemäß durchschnittlichem Effizienzwert an¹, da diese Entwicklung in der ARegV vorgegeben ist /AREGV-01 19/. Somit ergibt sich diesbezüglich keine Unterscheidung nach maximaler und minimaler Entwicklung. Die resultierende Änderung der Kosten im Vergleich zum Referenzjahr ist in Tabelle 2 abgebildet.

In Bezug auf die **dnbKA** unterscheiden wir zwischen den vier genannten entgeltrelevanten Netzkostenbestandteilen (siehe Annahme 3). Ausgehend vom Referenzjahr 2019 kann hier je Kostenbestandteil ein individueller Entwicklungsrahmen aufgespannt werden, wobei je Entwicklungspfad ein Mindestmaß an Konsistenz eingehalten werden sollte. Je Stützjahr werden so zunächst die minimalen und maximalen Entwicklungspfade abgeschätzt, die aufsummiert die zukünftigen dnbKA ergeben. Dabei weisen wir direkt reale Kosten aus, wodurch eine Abzinsung der Kosten auf das Basisjahr nicht mehr notwendig ist. Zwischen den Stützjahren wird linear interpoliert.

Bezüglich der **Investitionskosten auf Übertragungs- und Verteilnetzebene** steht einer Senkung der Kapitalkosten in Folge einer sinkenden Eigenkapitalverzinsung bestehender Betriebsmittel generell eine Zunahme der Investitionen zur Instandhaltung und zum Ausbau der Netzinfrastruktur entgegen. Vereinfachend kann angenommen werden, dass die Senkung der Kosten aufgrund von Abschreibungen durch Kapitalkosten auf Ersatzinvestitionen kompensiert wird, sodass lediglich Investitionen in den Ausbau der Netzinfrastruktur betrachtet werden müssen. Demnach ist mit steigenden Netzkosten zu rechnen. Zwar hängt insbesondere dieser Kostenbestandteil sehr stark von der individuellen Planung der Netzbetreiber ab, die Abschätzung, dass die deutschlandweit zu erwartende Zunahme der Netzausbaukosten anteilig auf die Haushaltskunden umgelegt wird, wird jedoch als legitim bewertet /CONS-03 18/. Wir nehmen für alle Netzebenen einen linearen Kostenanstieg der jeweils bis 2050 als notwendig erachteten Ausbaukosten an und berechnen gemäß der Annuitätenmethode und auf Basis der in /CONS-03 18/ angeführten Werte für Zinssätze und Abschreibungsdauern die in den Stützjahren jährlich zu zahlenden Abschreibungskosten (siehe Anhang).

Für die Entwicklungspfade maximaler und minimaler Kosten werden Ausbaukosten aus unterschiedlichen Szenarien der dena Leitstudie /DENA-04 18/ ergänzt durch Verteilnetzausbaukosten aus /FRO-01 20/ verwendet. Die resultierenden Investitionskosten sind in Tabelle 2 hinterlegt. Für den Pfad der maximalen Entwicklung wird das drastische Elektrifizierungsszenario (Treibhausgas-Minderung um -95 % bis 2050) der dena Leitstudie verwendet. Hier ergeben sich - insbesondere im Verteilnetz – sehr hohe Ausbaukosten infolge eines stark steigenden Strombedarfs und dem gleichzeitig stark zunehmenden Anteil erneuerbare Energien im Erzeugungsmix. Der Pfad der minimalen Entwicklung stellt einen deutlich moderateren Netzausbau dar (Treibhausgas-Minderung um -80 % bis 2050), der nichtsdestotrotz eine signifikante Erhöhung der jährlichen Netzkosten zur Folge hat. An dieser

¹ Der bKA der Netzbetreiber wird gemäß Effizienzwert je Regulierungsperiode (5 Jahre) reduziert, wobei der für die aktuell laufende, dritte Regulierungsperiode durchschnittliche gewichtete Effizienzwert von 97,3 % /BNETZA-35 19/ als konstant angenommen wird.

Stelle lässt sich zudem feststellen, dass Abschätzungen der Ausbaurkosten im Verteilnetz deutlich größeren Schwankungen unterliegen als jene im Übertragungsnetz.

Im Zuge des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) von Juli 2017 werden **vermiedene NNE** seit Anfang 2020 nicht mehr an volatile Erzeugungsanlagen, die nach 2017 errichtet wurden, sondern nur noch an dezentrale Erzeugungsanlagen (im Sinne des §18 StromNEV), die vor 2023 in Betrieb genommen werden, gezahlt /BDEW-113 17/. Mit dieser Neuerung wird der Trend ansteigender vermiedener NNE umgekehrt. Die vermiedenen NNE sind dementsprechend zwischen 2019 und 2020 aufgrund der nicht mehr inkludierten volatilen Erzeuger abgefallen. 2018 und 2019 wurden vermiedene NNE in deutlich geringerem Umfang in den Erlösbergrenzen berücksichtigt als zuvor /BNETZA-35 19/. Im Monitoringbericht 2020 der BNetzA wird für das Jahr 2020 eine Abnahme der Kosten von 17 % im Vergleich zu 2019 prognostiziert /BNETZA-05 21/. Bis 2023 ist ein Anstieg der Kosten durch zusätzliche dezentrale Erzeuger nicht ausgeschlossen. Spätestens ab 2023 ist jedoch mangels neuer, zusätzlicher entgeltberechtigter Erzeuger mit einem Abschmelzen der vermiedenen NNE zu rechnen /AGORA-06 19/, /CONS-03 18/. Zudem nehmen verschiedene Institutionen, darunter die BNetzA, die Position ein, dass das System der vermiedenen NNE aufgrund zunehmender dezentraler Erzeugung nicht mehr zeitgerecht sei /BNETZA-05 21/, /AGORA-06 19/. Eine Abschaffung der vermiedenen NNE ist somit zukünftig nicht auszuschließen.

Für die **vermiedenen NNE** kann zukünftig von einer Spanne zwischen konstant sinkenden Kosten und einer kompletten Abschaffung der Kosten ausgegangen werden.

Auf Basis dieser Diskussion definieren wir den Entwicklungsrahmen für vermiedene NNE durch die unterschiedlich schnelle Abnahme der Kosten. Für den Pfad der maximalen Entwicklung wird angenommen, dass die vermiedenen NNE zwischen 2020 und 2023 durch zusätzliche dezentrale Erzeugungsanlagen zunächst leicht ansteigen, und in der Folge kontinuierlich abnehmen. Somit liegen die Kosten 2025 mutmaßlich auf dem Niveau von 2019 und schmelzen über die folgenden 25 Jahre vollständig ab. Für den Pfad der minimalen Entwicklung nehmen wir die zeitnahe Abschaffung der vermiedenen NNE im Jahr 2025 an.

Unter dem Begriff der **Systemdienstleistungen** fassen wir folgende verbleibende Kostenbestandteile zusammen:

- o Engpassmanagementkosten durch Einspeisemanagement und Redispatch,
- o Kosten durch die Netzreserve, durch die Sicherheitsbereitschaft von Kraftwerken und durch die Kapazitätsreserve,
- o Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung, und
- o weitere Kosten (Verlustenergie, Blindleistung).

Für die kumulierten Kosten für Systemdienstleistungen lässt sich über die letzten Jahre kein eindeutiger Trend erkennen. Zwar sind die Kosten im Mittel über die letzten sechs Jahre angestiegen, allerdings lassen sich auch immer wieder Jahre mit reduzierten Systemdienstleistungskosten feststellen. So befanden sich die Kosten für vier der letzten fünf Jahre (2015 bis 2019) auf vergleichbar hohem Niveau, während in einem der Jahre (2016) die Kosten um 23 % niedriger als der Durchschnittswert lagen. /BNETZA-05 21/, /BNETZA-35 19/, /BNETZA-28 19/ Bei weiterer Analyse der zeitaktuellsten Entwicklungen zeigen sich teils gegenläufige Tendenzen in Bezug auf Kosten von Engpassmanagement, Netzreserve und Regelleistung. Als weitere Unsicherheit steht zudem die Einführung des Redispatch 2.0 kurz bevor. In diesem Zusammenhang ist wegen der angestrebten Kosteneffizienzsteigerung mit einer Reduktion der spezifischen Kosten im Bereich des Engpassmanagements zu rechnen /EW-01 20/. In welchem Maße diese erwartete Reduktion jedoch insgesamt ein Ansteigen der

Gesamtkosten des Engpassmanagements verhindern kann, ist aus heutiger Sicht nicht abschließend zu sagen.

Für den Entwicklungsrahmen der kumulierten Kosten für Systemdienstleistungen werden zwei unterschiedliche Ansätze gewählt. Für den Pfad der maximalen Entwicklung wird von einem Anhalten des Trends der letzten fünf Jahre (leicht ansteigende Kosten) ausgegangen. Hierzu schreiben wir die Kostenentwicklung mittels einer Regressionsanalyse linear fort. Weiterführende Informationen dazu sind im Anhang zu finden. Für den Pfad der minimalen Entwicklung halten wir die realen Kosten für Systemdienstleistungen konstant. Diesem Entwicklungspfad liegt die Annahme zugrunde, dass der momentane Trend eines steigenden Bedarfs an Systemdienstleistungen durch die Kombination aus Einführung des Redispatch 2.0, sinkendem Bereitstellungskosten neuer Technologien und eines generell zunehmenden Wettbewerbs kompensiert wird.

Der sich ergebende Entwicklungsrahmen der Gesamt-Netzkosten ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Es zeigt sich, dass auch für den Pfad der minimalen Entwicklung von einer deutlichen Kostensteigerung auszugehen ist.

Tabelle 2: Veränderung der realen Kosten in Mrd. €/a bezogen auf das Referenzjahr 2019 bei minimaler und maximaler Entwicklung (Quellen siehe Anhang)

Kostenbestandteile	Ref. 2019	Bis 2025		Bis 2030		Bis 2035		Bis 2040		in
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
bKA	13,1	-0,4		-0,7		-1,0		-1,3		Mrd. €/a
Investitionskosten Verteilnetz	6,8	+ 1,3	+ 3,7	+ 2,7	+ 7,3	+ 4,5	+ 11,0	+ 6,2	+ 14,6	Mrd. €/a
Investitionskosten Übertragungsnetz	0,9	+ 1,7	+ 2,5	+ 2,9	+ 4,2	+ 4,1	+ 6,0	+ 5,3	+ 7,8	Mrd. €/a
Vermiedene NNE	1,2	- 1,2	± 0	- 1,2	- 0,2	- 1,2	- 0,5	- 1,2	- 0,7	Mrd. €/a
Kosten für Systemdienstleistungen	1,9	± 0	+ 0,5	± 0	+ 0,9	± 0	+ 1,3	± 0	+ 1,6	Mrd. €/a
dnbKA	10,9	+ 1,8	+ 6,7	+ 4,3	+ 12,2	+ 7,3	+ 17,8	+ 10,3	+ 23,3	Mrd. €/a

4. Zukünftig relevante Netzkosten

Im zweiten methodischen Schritt wurde berechnet, dass der konstante Anteil relevanter Netzkosten für Haushaltskunden an den Gesamt-Netzkosten 38,4 % beträgt. Die Multiplikation des Anteils relevanter Netzkosten mit den zuvor bestimmten zukünftigen Gesamt-Netzkosten ergibt die zukünftigen relevanten Netzkosten für die Pfade der maximalen und minimalen Entwicklung, welche in Tabelle 3 dargestellt sind.

5. Zukünftig relevanter Stromverbrauch

Um die Pfade maximaler und minimaler Entwicklung festzulegen, müssen Ergebnisse geeigneter Szenarien aus der Vielzahl an Simulationen zukünftiger Stromverbräuche der Endenergiesektoren ausgewählt werden. Wir verwenden an dieser Stelle Ergebnisse der zwei Szenarien SolidEU (maximale Entwicklung) und quEU (minimale Entwicklung) aus dem Forschungsprojekt eXTremOS /FFE-24 21/. So wird ein Mindestmaß an Konsistenz bezüglich

Die für den zukünftig relevanten Stromverbrauch verwendeten Zahlenwerte der Szenarien SolidEU und quEU sind auf [Isaarblick](#) frei verfügbar.

der Netzkosten gewahrt, da im Klimaschutz- und Elektrifizierungs-Szenario SolidEU von erhöhten Netzinfrastrukturkosten infolge zunehmender Netzbelastung ausgegangen wird, und im Szenario quEU mit deutlich moderateren Netzbelastungen und somit auch mit moderateren Netzkosten zu rechnen ist. Auf <http://isaarblick.ffe.de> sind die entsprechenden Stromverbräuche des Sektors ‚private Haushalte‘ öffentlich verfügbar, die - wie in Tabelle 3 abgebildet - den zukünftigen relevanten Stromverbräuche für die Stützjahre darstellen.

6. Zukünftige NNE

Die zukünftigen NNE für Haushaltskunden ergeben sich aus dem Quotienten aus relevanten Netzkosten und relevantem Stromverbrauch. Tabelle 3 bildet die resultierenden spezifischen Kosten ab. Der Vergleich mit den gemittelten NNE des Referenzjahres 2019 von 7,4 ct/kWh zeigt, dass die NNE im Pfad der minimalen Entwicklung zunächst trotz signifikanter Zunahme der relevanten Netzkosten aufgrund des Anstiegs der Stromnachfrage sinken, und in den Folgejahren erneut ansteigen. Erst nach 2030 erreichen die realen Kosten wieder das Niveau des Referenzjahres. Der Pfad der maximalen Entwicklung stellt einen kontinuierlichen Anstieg der Kosten dar. Für diesen Pfad überwiegen demnach die Netzkosten gegenüber dem steigenden Stromverbrauch. Dennoch reduziert der zunehmende Stromverbrauch den Anstieg der NNE, sodass die Kosten im Durchschnitt weniger als 1 % pro Jahr ansteigen.

Langfristig gehen wir für beide Pfade des Entwicklungsrahmens von steigenden **NNE** aus.

Tabelle 3: (Zukünftige) relevante Netzkosten, Stromverbrauch und NNE für Haushaltskunden (reale Kosten)

	Ref. 2019	2025		2030		2035		2040	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Relevante Netzkosten in Mrd. €	9,3	9,8	11,7	10,7	13,7	11,7	15,8	12,8	17,8
Relevanter Stromverbrauch in TWh	126	140	148	147	163	155	179	162	198
Durchschnittl. NNE in ct/kWh	7,4	7,0	7,9	7,3	8,4	7,6	8,8	7,9	9,0

EEG-Umlage: Ist eine eindeutige Entwicklung absehbar?

Die EEG-Umlage war in den vergangenen sieben Jahren stets für mehr als 20 % der gesamten Haushaltsstromkosten verantwortlich /BDEW-01 20/. Die Umlage ist von 2006 bis 2014 stetig angestiegen und seitdem auf konstant hohem Niveau, was ein maßgeblicher Grund für die hohen Haushaltsstrompreise in Deutschland ist. 2021 wurde die EEG-Umlage erstmalig durch die Bundesregierung gedeckelt. Bei einer festgelegten Umlagehöhe von 6,5 ct pro kWh wird der drohende extreme Anstieg der Umlage auf Grund des Verfalls der Börsenstrompreise – hervorgerufen vor allem durch die Corona-Pandemie im Jahr 2020 und 2021 – vermieden, um den Endverbraucher nicht zusätzlich zu belasten. Ein Bundeszuschuss von 10,8 Mrd. € ist dazu für 2021 notwendig. /EM-01 20/ Für das Jahr 2022 wurde der Deckel für die EEG-Umlage im Oktober 2021 auf 3,72 ct/kWh herabgesetzt /BMWI-14 21/. Der durch die Deckelung der Umlage eingeleitete Paradigmenwechsel mündete Ende November 2021 in der im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung festgeschriebenen Abschaffung der EEG-Umlage ab 2023 /SFGR-01 21/. Da eine erneute Einführung der Umlage ausgeschlossen

Die EEG-Umlage fällt ab 2023 als Preisbestandteil vollständig weg.

werden kann, setzen wir sowohl für den Pfad der maximalen als auch für den Pfad der minimalen Entwicklung 0 ct/kWh für die EEG-Umlage ab 2023 an.

Stromsteuer: Sind Veränderungen zu erwarten?

Die Stromsteuer auf Haushaltsstrompreise stellt mit insgesamt rund 7 Mrd. € pro Jahr eine sehr wichtige Einnahmequelle des Bundes in Deutschland dar. Seit 2003 liegen die zu zahlenden spezifischen Kosten konstant bei 2,05 Cent je kWh. Lediglich in Bezug auf Steuerbefreiung oder Steuerermäßigung gab es Anpassungen. /BMF-01 20/ Das Europarecht definiert einen Mindeststeuerbetrag für alle Mitgliedstaaten von 0,1 ct/kWh /CFBL-01 20/. Somit ist die Stromsteuer in Deutschland gemessen an europäischen Standards bereits relativ hoch. Ein Ansteigen der spezifischen Kosten für den Endverbraucher wäre aus politischer Sicht demnach schwer zu argumentieren, sodass ein zukünftig steigender Stromsteuersatz unwahrscheinlich ist.

Eine massive Senkung der Stromsteuer, die Industriebetriebe wie auch private Haushalte entlasten würde, wird sowohl von der CSU als auch von der FDP insbesondere wegen der in Folge der Ausweitung der CO₂-Bepreisung generell steigenden Kosten für Endverbraucher gefordert /CFBL-01 20/. Laut dem BDEW stellt die Stromsteuer ein probates politisches Mittel dar, um die ohnehin durch Umlagen und Abgaben stark belasteten Haushalte finanziell zu entlasten /HAAS-01 20/. Laut einer Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zum Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien /ISI-03 20/ gibt eine Senkung der Stromsteuer auf den zulässigen Mindestbetrag bei gleichzeitig proportional steigender CO₂-Bepreisung Sinn, um klimaneutralere Technologien zu fördern und die Sektorenkopplung voranzubringen.

Auf Basis der vorgestellten Argumentationspunkte definieren wir den realistischen Entwicklungsrahmen der Stromsteuer als die Spanne zwischen den minimal zulässigen Kosten und real konstanten Kosten. Folglich wird für den Pfad der minimalen Entwicklung eine Absenkung der Stromsteuer auf nominal konstante 0,1 ct/kWh angenommen. Für den Pfad der maximalen Entwicklung sind real konstante Kosten von 2,05 ct/kWh hinterlegt, was indirekt einer inflationsausgleichenden kontinuierlichen Anhebung der Steuer gleichkommt.

Den Entwicklungsrahmen der Stromsteuer liegt zwischen dem minimal zulässigen Wert und real konstanten Kosten.

Weitere Umlagen: Welche Rolle werden diese zukünftig spielen?

Unter dem Begriff der weiteren Umlagen fassen wir die folgenden Kostenbestandteile zusammen:

1. §19 StromNEV-Umlage,
2. Umlage für abschaltbare Lasten,
3. Offshore-Netzumlage, und
4. KWKG Aufschlag.

Da diese Preisbestandteile in Summe lediglich für etwa 3 % der Haushaltsstrompreiskosten der vergangenen Jahre verantwortlich gewesen sind /BDEW-01 20/, weisen wir in diesem Paper die entsprechende Kostensumme aus. Analog zum Vorgehen bei der Bestimmung des Entwicklungsrahmens der NNE werden die Kostenbestandteile zunächst individuell diskutiert

und schließlich zu einer minimalen und einer maximalen Entwicklung der weiteren Umlagen kombiniert, wobei reale Preise in Tabelle 4 ausgewiesen werden.

Bezüglich der zukünftigen Entwicklung der **§19 StromNEV-Umlage** schätzen wir die Menge an individuellen Endverbrauchern, die in Zukunft von den Ausnahmeregelungen des §19 NEV Gebrauch machen werden, und die damit verbundenen entgangenen Erlöse der Netzbetreiber ab. Eine solche Abschätzung unterliegt großen Unsicherheiten. Einerseits könnten die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber steigen, da zukünftig die Anzahl an flexiblen Verbraucher, die eine Reduzierung der individuellen NNE erreichen können, sehr wahrscheinlich zunehmen wird. Andererseits ist völlig offen, ob der Gesetzgeber bei einer stark steigenden Nutzung der individuellen NNE-Regelung nicht eine Neugestaltung des §19 NEV in Erwägung ziehen würde. Die Prognoseunsicherheiten sind somit an dieser Stelle sehr hoch, weswegen in der Literatur keine Abschätzungen der zukünftigen Umlagehöhe zu finden sind. Wir spannen an dieser Stelle den Entwicklungsrahmen zwischen nominal konstanten Kosten (keine Veränderung der absoluten Kosten, minimale Entwicklung) und real konstanten Kosten (kontinuierlich zunehmende Kosten in Höhe der Inflation, maximale Entwicklung) auf.

Rechtliche Grundlage für die **Umlage für abschaltbare Lasten** ist §18 der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), die seit 2013 in Kraft ist. Die zunächst auf drei Jahre befristete Verordnung wurde 2016 in einer novellierten Form für Oktober 2016 bis Juli 2022 verlängert. Der relevante §18 tritt laut der Novellierung erst im Juli 2023 außer Kraft. /BNETZA-01 98/ Für die Entwicklung der Umlage für abschaltbare Lasten ist es folglich entscheidend, ob die AbLaV mitsamt §18 erneut verlängert wird oder nicht. Falls die AbLaV nicht verlängert wird, entfällt die Umlage für die Endverbraucher. Falls die Verordnung erneut verlängert oder novelliert werden sollte, werden die Kosten für die Endverbraucher höchstwahrscheinlich nicht konstant sein, sondern variieren je nachdem wie stark die Netzbetreiber Gebrauch von der Regelung machen. Allerdings ist die heutige Höhe der Umlage mit 0,007 ct/kWh so gering, dass die erwartbaren Kostenschwankungen in Bezug auf den Haushaltsstrompreis insgesamt kaum wahrnehmbar wären /BDEW-01 20/. Für unseren Entwicklungsrahmen nehmen wir daher für die Umlage für abschaltbare Lasten ab 2025 ein Wegfallen der Kosten (minimale Entwicklung) bzw. real konstante Kosten (maximale Entwicklung) an.

Dem Entwicklungsrahmen der **Offshore-Netzumlage** liegt die Annahme zugrunde, dass Errichtung und Betrieb der Anbindungsleitungen sowie Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber an Offshore-Anlagenbetreiber proportional zur installierten Leistung skalieren. Die Entwicklung der Umlage lässt sich somit näherungsweise durch die direkte Korrelation zur installierten Offshore-Windanlagen-Kapazität beschreiben. In der Literatur finden sich verschiedenste Szenarien des Offshore-Windkraftausbaus mit unterschiedlich stark steigender installierter Leistung. Je nach Quelle steigt die installierte Leistung vor Deutschlands Küste von heute 7,5 GW /DWG-01 20/ auf einen Wert zwischen 22 GW /ÜNB-10 19/ und 40 GW /TNBW-02 20/ bis 2040 an. Wir nutzen die hier genannten Werte zur Skalierung für die Pfade der minimalen und maximalen Entwicklung. Der Entwicklungsrahmen liegt demnach, wie in Tabelle 4 dargestellt, zwischen moderat bis stark steigenden realen Kosten der Offshore-Netzumlage.

Der Entwicklungsrahmen des **KWKG Aufschlags** lässt sich anhand der Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen festlegen, da die von den Netzbetreibern zu zahlenden Zuschläge, die auf den Endverbraucher umgelegt werden, mit der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen korrelieren. In Bezug auf den zukünftigen Einsatz von KWK-Anlagen herrscht in der Energiewirtschaft momentan kein Konsens. Die Anlagen eignen sich zwar aufgrund des sehr

Die Entwicklungen der **§19 StromNEV-Umlage** und der **Umlage für abschaltbare Lasten** unterliegen je großen Unsicherheiten, weswegen nicht auf Prognosen oder Simulationsergebnisse zurückgegriffen werden kann.

Für zukünftige Jahre skalieren wir die Kosten für Offshore-Netzumlage und KWKG Aufschlag basierend auf der installierten Leistung respektive erzeugten Strommenge.

hohen Brennstoffausnutzungsgrads sehr gut als Brückentechnologie der Energiewende und können zu Teilen mit regenerativem Biogas betrieben werden. Allerdings basiert ein Großteil der heute betriebenen KWK-Anlagen auf fossilen Energieträgern, die zukünftig aufgrund der limitierten Verfügbarkeit von Biogas nicht eins zu eins durch regenerative KWK-Anlagen ersetzt werden können. Als Resultat dieser Diskussion finden sich Studien, die eine stetig sinkenden KWK-Stromerzeugung prognostizieren /ISI-08 17/, ebenso wie Studien, die zunächst einen leichten Anstieg (KWK-Anlagen als Brückentechnologie) und anschließend bis 2040 eine etwa konstante KWK-Stromerzeugung annehmen /ÜNB-10 19/. Unter Verwendung dieser Quellen haben wir den KWKG Aufschlag für zukünftige Jahre skaliert. Da wir reale Kosten ausweisen, ergeben sich für den Pfad der maximalen Entwicklung leicht abfallende und für den Pfad der minimalen Entwicklung stärker abfallende Kosten.

Wie Tabelle 4 zeigt, nehmen die Kosten für weitere Umlagen sowohl für den maximalen als auch für den minimalen Entwicklungspfad zu, was maßgeblich an der ansteigenden Offshore-Netzumlage liegt. In beiden Fällen hat die hier angegebene Entwicklung jedoch nur einen geringen Einfluss auf die sich insgesamt einstellenden Haushaltsstrompreise.

Tabelle 4: Veränderung der realen Kosten der weiteren Umlagen in ct/kWh bezogen auf das Referenzjahr 2019 bei minimaler und maximaler Entwicklung

Kostenbestandteile	Ref. 2019	Bis 2025		Bis 2030		Bis 2035		Bis 2040		in
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
§19 StromNEV-Umlage	0,36	- 0,03	± 0	- 0,08	± 0	- 0,13	± 0	- 0,19	± 0	ct/kWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,01	- 0,01	± 0	- 0,01	± 0	- 0,01	± 0	- 0,01	± 0	ct/kWh
Offshore-Netzumlage	0,42	+ 0,17	+ 0,43	+ 0,29	+ 0,74	+ 0,39	+ 1,00	+ 0,47	+ 1,22	ct/kWh
KWKG Aufschlag	0,28	- 0,03	- 0,01	- 0,05	- 0,05	- 0,08	- 0,07	- 0,11	- 0,08	ct/kWh
Veränderung weitere Umlagen	1,06	+ 0,11	+ 0,43	+ 0,15	+ 0,69	+ 0,17	+ 0,93	+ 0,17	+ 1,14	ct/kWh

Mehrwertsteuer: Von welchem Steuersatz ist zukünftig auszugehen?

Die Mehrwertsteuer ist in Deutschland in den vergangenen 50 Jahren von ehemals 10 % in 1968 auf 19 % seit 2007 stetig erhöht worden. Einzig in Anbetracht der Corona-Pandemie wurde der Steuersatz erstmalig temporär vom 1. Juli bis 31. Dezember 2020 von 19 % auf 16 % reduziert. Historisch betrachtet ist eine dauerhafte Senkung der Mehrwertsteuer demnach eher unwahrscheinlich, aber nicht ausgeschlossen. Ein Beibehalten des aktuellen Steuersatzes oder ein weiterer Anstieg ist aus historischer Sicht wahrscheinlicher. Die konkrete Entwicklung hängt dabei insbesondere von der zukünftigen konjunkturellen Lage ab. Einerseits kann eine Senkung des Mehrwertsteuersatzes in Krisenzeiten dazu genutzt werden, um das Kaufverhalten anzukurbeln und so die Konjunktur am Leben zu erhalten (siehe das Vorgehen der Bundesregierung in der Corona-Krise). Andererseits ist die Mehrwertsteuer eine der wichtigsten Einnahmequellen des Staates, insbesondere um bei guter konjunktureller Lage Staatsschulden aus Krisenzeiten unbürokratisch abzubauen. Bei anhaltend positiver

konjunktureller Entwicklung könnte demnach eine Erhöhung der Mehrwertsteuer in Betracht gezogen werden. /BOECK-01 20/

Jedwede konkrete Vorhersage der langfristigen konjunkturellen Entwicklung ist allerdings reine Spekulation, weswegen die Annahme eines durch konjunkturelle Schwankungen verursachten veränderten Mehrwertsteuersatzes im Rahmen einer verlässlichen Haushaltsstrompreisprognose nicht zielführend ist. Mangels belastbarer Quellen aus der Literatur nehmen wir daher den Mehrwertsteuersatz in diesem Beitrag als über alle zukünftigen Jahre konstant an.

Wir gehen für alle Entwicklungspfade von einem konstanten Mehrwertsteuersatz von 19 % aus.

Resultierender Entwicklungsrahmen und plausibler Entwicklungspfad

Nachfolgend ist der sich aus der Kombination der maximalen und minimalen Entwicklungspfade ergebende Entwicklungsrahmen der realen Haushaltsstrompreise dargestellt. Zudem diskutieren wir einen konkreten Entwicklungspfad als Beispiel für eine plausible Preisentwicklung.

Welcher Entwicklungsrahmen lässt sich bis 2040 definieren?

Aus der Summe aller vorab diskutierten minimalen und maximalen Entwicklungen geht der realistische Entwicklungsrahmen des Haushaltsstrompreises bis 2040 hervor, der in Abbildung 2 dargestellt ist. Es ergibt sich das allgemeine Bild geringerer Haushalt-Strompreise im Vergleich zum heutigen Niveau, wobei sich die Preise überschlänglich zwischen 20 und 30 ct/kWh bewegen.

Insgesamt liegen alle für den Entwicklungsrahmen berechneten Preise unterhalb des heutigen Preisniveaus für Endkunden.

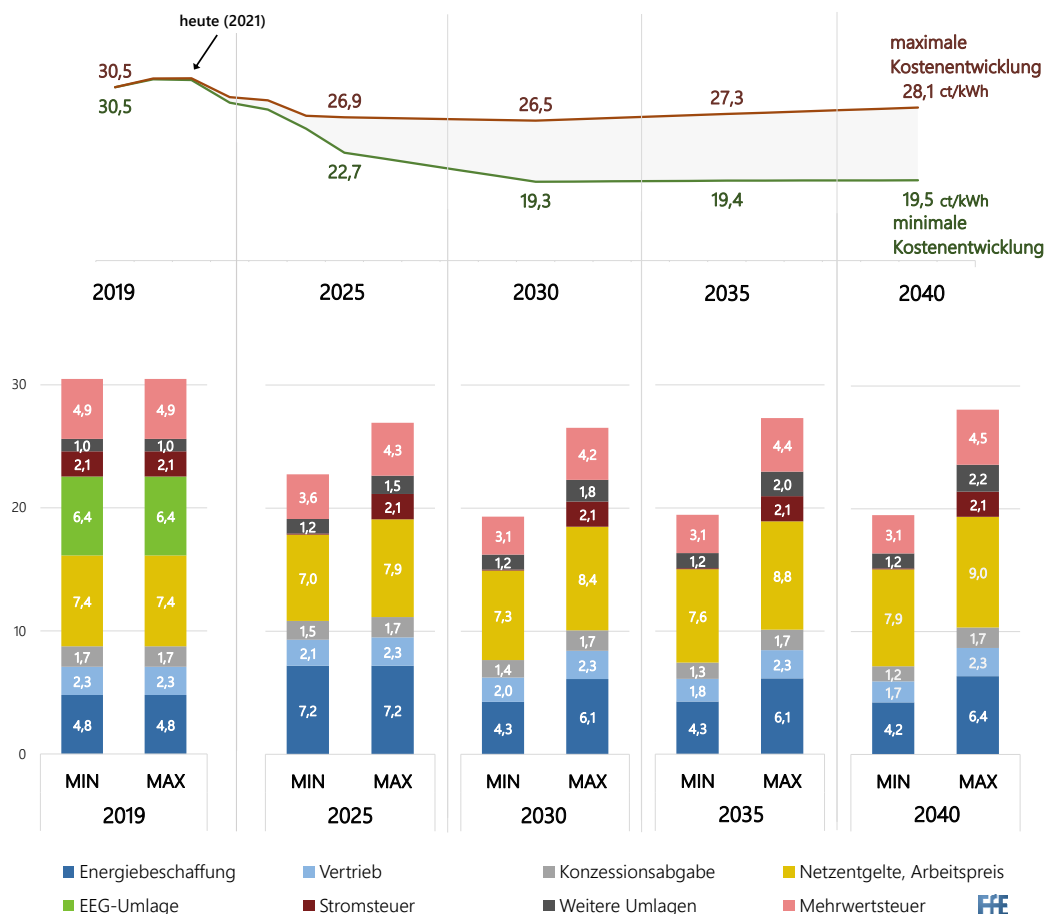


Abbildung 2: Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise von 2019 bis 2040 in ct/kWh, oben kumulierte Gesamtpreise, unten nach Preisbestandteilen (reale Preise).

Für beide Entwicklungspfade sind abnehmende Preise ab 2021 bis 2030 zu beobachten, wobei sich zwischen 2022 und 2023 ein kurzzeitiges Plateau einstellt. Für den Pfad der maximalen

Entwicklung sinken die Preise für Endkunden insbesondere zwischen 2021 und 2022 sowie zwischen 2023 und 2024. Ab 2030 steigen die Preise erneut an, erreichen jedoch nicht das heutige Preisniveau. Für die minimale Kostenentwicklung sind kontinuierlich abnehmende Preise bis 2030 dargestellt. In den Folgejahren von 2030 bis 2040 erfolgt lediglich ein marginaler realer Preisanstieg für diesen Pfad.

Für den Pfad der maximalen Kostenentwicklung sind folgende Aspekte hervorzuheben:

- Ursache des Preisabfalls zwischen 2021 und 2022 ist die starke Deckelung der EEG-Umlage für das Jahr 2022.
- Das Preis-Plateau zwischen 2022 und 2023 ist vor allem auf die hohen Kosten der Energiebeschaffung aufgrund der hohen Jahresfuture-Preise 2021 zurückzuführen, die der Abschaffung der EEG-Umlage entgegenwirken.
- Zwischen 2024 und 2030 sinken die Kosten der Energiebeschaffung stärker als die NNE ansteigen, weswegen der Gesamtpreis abnimmt.
- Ab 2030 steigen sowohl die NNE als auch die Kosten der Energiebeschaffung (wenn auch nur sehr moderat) und somit auch die Mehrwertsteuer in absoluten Zahlen.
- Trotz steigender Preise ab 2030 liegt der reale Haushaltsstrompreis 2040 um 3,5 ct/kWh unter dem insgesamt dargestellten Höchstwert der Haushaltsstrompreis 2021.

Haupttreiber für ab 2030 zunehmenden Preise sind die ansteigenden Preise der NNE.

Die Kernbotschaft der Auswertung des Pfads der maximalen Kostenentwicklung ist, dass selbst bei Aneinanderreihung der im realistischen Rahmen höchsten individuellen Preisentwicklungen der Preisbestandteile kein realer Anstieg der Haushaltsstrompreise bis 2040 erwartet wird. Grund dafür ist vor allem die Abschaffung der EEG-Umlage, deren Wegfall auch durch steigende Energiebeschaffungskosten und Netznutzungsentgelte nicht ausgeglichen wird.

Bei dem Entwicklungspfad der minimalen Kosten ist auffällig, dass die Haushaltsstrompreise bis 2030 signifikant abfallen, bevor sie ab 2030 leicht, aber kontinuierlich ansteigen. Für diese Entwicklung sind folgende Punkte erwähnenswert:

- Analog zum Pfad der maximalen Entwicklung verursacht die Deckelung der EEG-Umlage die starke Preisabnahme zwischen 2021 und 2022.
- Die völlige Abschaffung der EEG-Umlage ab 2022 führt in Kombination mit leicht abnehmenden NNE und den nominal konstanten (real abschmelzenden) Preisbestandteilen trotz steigender Kosten der Energiebeschaffung 2023 zur weiteren Abnahme des Gesamtpreises.
- Von 2023 bis 2030 sind sinkende Preise für die Energiebeschaffung der Haupttreiber der Preisabnahme.
- Auch wenn die NNE zunächst bis 2025 abnehmen, so ist der erneute Anstieg dieser in Kombination mit den weiteren Umlagen in den Jahren nach 2030 verantwortlich für den marginalen Anstieg der Haushaltsstrompreise.
- Insgesamt liegt der Haushaltsstrompreis 2040 bei minimaler Entwicklung 11,8 ct/kWh unterhalb des Höchstwerts von 2021.

Die Abschaffung der EEG-Umlage, die Kosten zur Energiebeschaffung und nominal konstante Preisbestandteile sind Haupttreiber für sinkende Endkundenpreise.

Die Kernbotschaft des Pfads der minimalen Kostenentwicklung ist, dass eine deutliche Reduktion der Haushaltsstrompreise nicht ausgeschlossen ist. Eine Entlastung der Endverbraucher in der dargestellten Größenordnung ist von der parallel stattfindenden realen Reduktion mehrerer Preisbestandteile – vor allem von den Kosten der Energiebeschaffung und den NNE – und somit auch maßgeblich von politischen und regulatorischen Entscheidungen abhängig.

Welche Preisentwicklung schätzen wir als plausibel ein?

Abschließend stellen wir einen konkreten Entwicklungspfad der Haushaltsstrompreise vor, den wir auf Basis der zuvor dargestellten Entwicklungsmöglichkeiten für konsistent und plausibel halten. Dabei werden – wie für die Pfade der maximalen und minimalen Entwicklung – die einzelnen Preisbestandteile für zukünftige Jahre aufaddiert. Der entscheidende Unterschied für diesen Pfad ist, dass wir zunächst das Narrativ des Entwicklungspfads entwickeln, um in Konsistenz zu diesem die Entwicklung der einzelnen Preisbestandteile darzustellen.

Das Narrativ des plausiblen Entwicklungspfads lautet wie folgt:

Durch die zunehmend im Alltag wahrnehmbaren Auswirkungen des Klimawandels und die anhaltende politische Debatte wird das Ambitionsniveau bezüglich Klimaschutzmaßnahmen und insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland stärker in den Fokus gerückt. Der Zubau von Photovoltaik an Land wird vor allem durch den Ausbau der Offshore-Windkraft komplettiert, weswegen zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilnetze getätigt werden müssen. Neben dem Anstieg der Netzkosten steigt auch der durchschnittliche Stromgroßhandelspreis in späteren Jahren, da der CO₂-Preis und somit die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke weiter ansteigen.

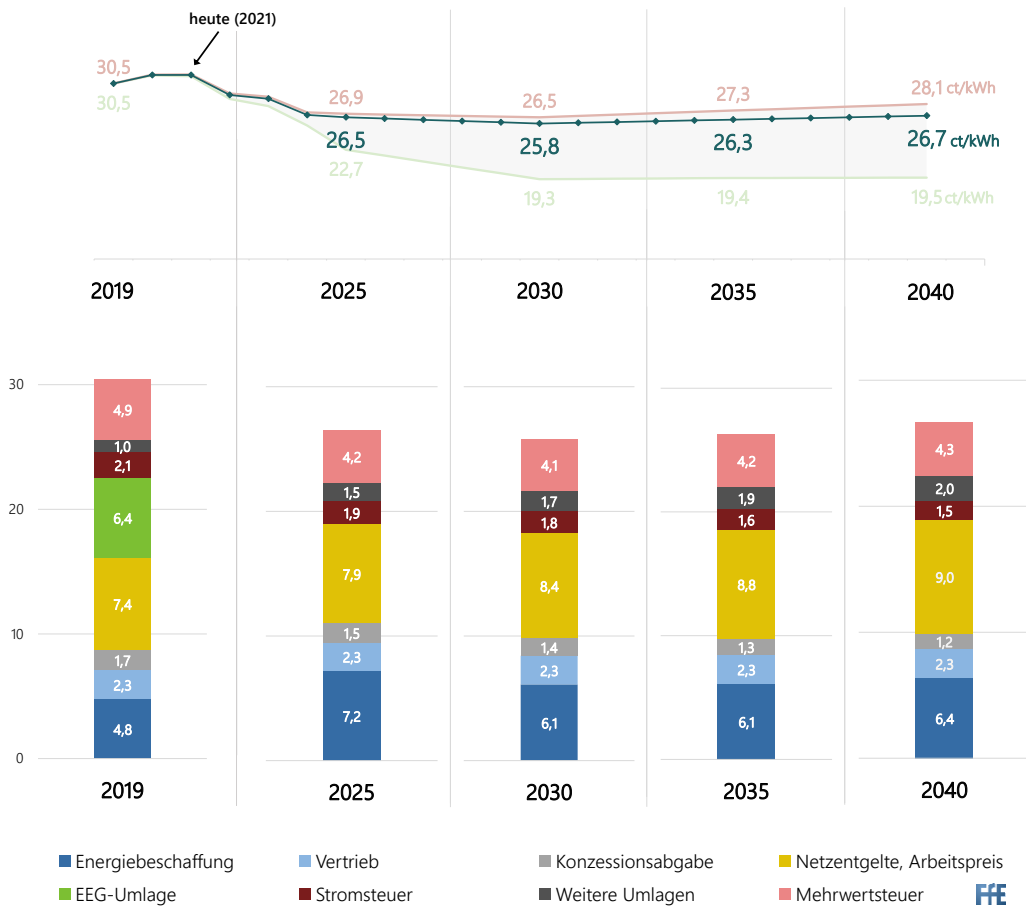
Um die Endverbraucher und vor allem die Haushaltskunden nicht pauschal für die Kosten der Energiewende aufkommen zu lassen – insbesondere da der durchschnittliche Stromverbrauch infolge zunehmender politisch gewollter Elektrifizierung ansteigt – wird neben der Abschaffung der EEG-Umlage bei Preisbestandteilen, denen ein fester Betrag oder Prozentsatz zugrunde liegt, von einer Preisanhebung abgesehen.

Somit folgt der vorgestellte Entwicklungspfad einem Narrativ des ambitionierten Klimaschutzes bei Entlastung privater Haushalte. Die sich ergebenden Entwicklungen der einzelnen Preisbestandteile werden in Tabelle 5 erklärt.

Die resultierenden zukünftigen Haushaltsstrompreise für den plausiblen Entwicklungspfad sind in Abbildung 3 dargestellt. Die abgebildeten Strompreise für Haushaltskunden sind für die Jahr bis 2040 etwas niedriger als die Preise des Pfads der maximalen Entwicklung am oberen Rand des aufgespannten Entwicklungsrahmens. Trotz ambitionierter Klimaschutzziele liegen die zukünftigen Preise unter dem heutigen Niveau. Dem Höchstwert von 2021 folgen 2022 und 2024 je signifikante Preisabnahmen, sodass sich der Haushaltsstrompreis bis 2025 um 5 ct/kWh im Vergleich zu 2021 reduziert hat. Ab 2030 steigen die Preise erneut an – allerdings sehr moderat um durchschnittlich 0,1 ct/kWh pro Jahr. Der Preisanstieg ist auf die leicht steigenden Kosten der Energiebeschaffung bei gleichzeitig steigenden NNE zurückzuführen, wobei die real abschnmelzenden Preise für Konzessionsabgabe und Stromsteuer den Anstieg auf ein moderates Niveau senken. Die leicht steigenden Kosten der weiteren Umlagen fallen dabei kaum ins Gewicht.

Insgesamt zeichnet unser plausibler Entwicklungspfad somit ein aus Sicht der Haushaltskunden positives Zukunftsbild. Die Kernbotschaft des plausiblen Pfads ist, dass sich ambitionierter Klimaschutz und sinkende Haushaltsstrompreise vereinen lassen. Entstehende Mehrkosten der Energiewende werden dabei zunehmend durch Bundesmittel – wie beispielsweise die vollständige Finanzierung der EEG-Umlage – getragen. Für die Endverbraucher sinken die spezifischen Preise für Haushaltsstrom, allerdings steigt aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung auch der Strombedarf, weswegen ein absoluter Anstieg der Kosten für private Haushalte nicht auszuschließen ist.

Das **Narrativ** des plausiblen Entwicklungspfads stellt einen ambitionierten Klimaschutz bei zugleich sozial gerechter Kostenverteilung dar.



Für den plausiblen Entwicklungspfad ergeben sich generell niedrigere Haushaltsstrompreise bei einem moderaten Preisanstieg ab 2030.

Abbildung 3: Plausibler Entwicklungspfad der Haushaltsstrompreise von 2019 bis 2040 in ct/kWh, oben kumulierte Gesamtpreise, unten nach Preisbestandteilen (reale Preise).

Tabelle 5: Entwicklungen der einzelnen Preisbestandteile für den plausiblen Entwicklungspfad

Preisbestandteile	Erklärung der angenommenen Entwicklung
Energiebeschaffung	Analog zum Pfad der maximalen Entwicklung verwenden wir simulierte Großhandelsstrompreise des fuEL-Klimaschutzszenarios aus dem Forschungsprojekt Dynamis /FFE-144 19/.
Vertrieb	Unter der Annahme, dass zunehmende Konkurrenz und Automatisierung zwar die Effizienz steigern, gleichzeitig aber komplexere Produkte vermarktet werden müssen, nehmen wir real konstante Vertriebskosten analog zum Pfad der maximalen Entwicklung an.
Konzessionsabgabe	Um die politische Diskussion einer Senkung zu vermeiden, nehmen wir an, dass die Abgabe (analog zum Pfad der minimalen Entwicklung) nicht verändert wird, was nominal konstante Kosten von 1,7 ct/kWh bedeutet.
Netznutzungs-entgelte (NNE)	Für alle vier Kostenbestandteile sowie für den zukünftigen Stromverbrauch verwenden wir die Werte des Pfads der maximalen Entwicklung, da diese Kostenentwicklung dem Ambitionsniveau einer Minderung der Treibhausgase um 95 % bis 2050 bei starker Elektrifizierung entspricht (siehe Anhang). Da spezifische NNE ausgewiesen werden, verhindert der Anstieg des Stromverbrauchs einen starken Anstieg der NNE.

EEG-Umlage	Die EEG-Umlage wird wie beschlossen ab dem Jahr 2023 vollständig abgeschafft.
Stromsteuer	Um die politische Diskussion einer Senkung zu vermeiden, nehmen wir an, dass die Steuer nicht verändert wird, wodurch sich nominal konstante Kosten von 2,1 ct/kWh ergeben.
Weitere Umlagen	Für die §19 StromNEV-Umlage nehmen wir nominal konstante Kosten an (analog zum Pfad der minimalen Entwicklung), da auch hier die politische Diskussion vermieden werden soll. In Konsistenz dazu gehen wir für die Umlage der abschaltbaren Lasten nicht von einer Verlängerung der Gesetzesvorlage aus. Die Offshore-Netzumlage sowie der KWKG Aufschlag steigen jedoch analog zum Pfad der maximalen Entwicklung aufgrund des Ausbaus der Technologien an.
Mehrwertsteuer	Für den Steuersatz verwenden wir wie für beide Pfade der maximalen und minimalen Entwicklung einen konstant Wert von 19 %.

Wie fällt das Fazit zur Entwicklung der Haushaltsstrompreise aus?

Das von uns in diesem *Discussion Paper* vorgestellte Vorgehen ermöglicht es, zukünftige Entwicklungspfade der Haushaltsstrompreise in Deutschland abzuschätzen. Für eine Aktualisierung des Entwicklungsrahmens kann die Methodik jederzeit neu mit aktuellen Quellen und Eingangsdaten angewendet werden. Die hier vorgestellte, exemplarische Anwendung der Methodik verfolgt das Ziel, ein Verständnis für wesentliche techno-ökonomische und politische Treiber zu schaffen, um eine konkrete, plausible Abschätzung der Preisentwicklung treffen zu können.

Die für unsere Eingangsdaten resultierenden Preisentwicklungen spannen einen Entwicklungsrahmen zwischen 19 und 30 ct/kWh auf, der auch bei sehr ungünstigen Entwicklungen keinen realen Anstieg der Haushaltsstrompreise erkennen lässt. Vielmehr wird die Abnahme des Preisniveaus, wie auch der zuletzt diskutierte plausible Entwicklungspfad zeigt, als durchaus plausibel eingeschätzt. Aufgrund der ab etwa 2030 erneut ansteigenden Tendenz für alle Entwicklungspfade kann aus heutiger Sicht nicht ausgeschlossen werden, dass der Haushaltsstrompreis nach 2040 über den bisherigen realen Höchstwert ansteigen könnte.

Literatur

- AGEB-04 21 Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), 2021.
- AGORA-06 19 Jahn, Andreas et al.: Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen - Impuls. Berlin: Agora Energiewende, 2019.
- AGORA-07 20 Prognos et al.: Klimaneutrales Deutschland - In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Berlin: Agora Energiewende, 2020.
- AREGV-01 19 Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung) (AREGV). Ausgefertigt am 2007-10-29, Version vom 2019-12-23; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- BDEW-113 17 BDEW: Netzentgeltmodernisierungsgesetz NEMoG - Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vom 4. November 2016. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wirtschaft e.V., 2016.
- BDEW-01 20 BDEW-Strompreisbestandteile Januar 2020 - Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2020.
- BDEW-05 21 BDEW-Strompreisanalyse 2021. In: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> (Abruf 2021-12); Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2021.
- BMF-01 20 Stromsteuer. In: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Glossareintraege/S/Stromsteuer.html?view=renderHelp>. (Abruf am 2021-01); Berlin: Bundesministerium der Finanzen Referat Öffentlichkeitsarbeit, 2020.
- BMWi-14 21 Altmaier: „EEG-Umlage 2022 sinkt auf den niedrigsten Stand seit 10 Jahren“. In <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/10/20211015-altmaier-EEG-umlage-2022-sinkt-auf-den-niedrigsten-stand-seit-10-jahren.html> (Abruf am 2021-12); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2021.
- BNETZA-10 19 EEG-Umlage - Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie? In: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html>. (Abruf am 2019-05-02); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- BNETZA-13 19 Netzentgelt - Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? In: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>. (Abruf am 2019-06-06); Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- BNETZA-28 19 Monitoringbericht 2018: Stand 29. Mai 2019 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWBStand: 29. Mai 2019. Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- BNETZA-35 19 Monitoringbericht 2019. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, 2020.
- BNETZA-05 21 Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2020. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2021.
- BNETZA-01 98 Informationen zu Strom- und Gaspreisen für Haushaltskunden. In: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/>

- Verbraucher/PreiseRechnTarife/preiseundRechnungen-node.html. (Abruf am 2020-12-04); Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 1998.
- BOECK-01 20 Böcking, David: Der riskante Plan mit der Mehrwertsteuer. In: <https://www.spiegel.de/wirtschaft/service/corona-krise-der-riskante-plan-mit-der-mehrwertsteuer-a-4d8603c4-6a92-413f-a50f-6692433ea6d0>. (Abruf am 2021-01); Hamburg: Der Spiegel, 2020.
- CFBL-01 20 Bezahlbare Strompreise: CSU-Fraktion fordert Senkung der Stromsteuer. In: https://www.csu-landtag.de/lokal_1_4_1534_Bezahlbare-Strompreise-CSU-Fraktion-fordert-Senkung-der-Stromsteuer-.html. (Abruf am 2020-12-04); München: CSU-Fraktion im Bayerischen Landtag, 2020.
- CONS-03 18 BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Aachen, Karlsruhe: Consentec GmbH, 2018.
- DENA-04 18 Bründlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) - Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018.
- DWG-01 20 Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2019. Oldenburger Straße 65, 26316 Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2020.
- EM-01 20 Sagmeister, Stefan: EEG-Umlage bei 6,5 Ct pro kWh gedeckelt - Der Bund schießt erstmalig einen Milliardenbetrag für die Deckung der EEG-Kosten. In: https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/48581_EEG-Umlage-bei-6-5-Ct-pro-kWh-gedeckelt-.html. (Abruf am 2020-12); Herrsching: Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, 2020.
- EW-01 20 NABEG 2.0 in Kraft getreten – Neue Regeln für Engpassmanagement/Redispatch ab 1. Oktober 2021. In: <https://www.ew-online.de/news/detail/article/nabeg-20-in-kraft-getreten-neue-regeln-fuer-engpassmanagementredispatch-ab-1-oktober-2021.html>. (Abruf am 2020-04-11); Offenbach am Main: EW Medien und Kongresse GmbH, 2020.
- FFE-144 19 Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-144-19
- FFE-24 21 Guminski, Andrej et al.: (Preliminary) eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021.
- FIN-01 20 EEX Strom Phelix Baseload Year Future. In: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/eex-strom-phelix-baseload-year-future>. (Abruf am 2020-10-19); Karlsruhe: finanzen.net, 2020.
- FRO-01 20 Der volkswirtschaftliche Wert der Stromverteilnetze bei der Transformation der Energiewelt. London: Frontier Economics, 2020.
- HAAS-01 20 Haas, Georg: Stromsteuer seit 2010 um 70 Prozent gestiegen. In: <https://www.sonnenseite.com/de/energie/stromsteuer-seit-2010-um-70-prozent-gestiegen/>. (Abruf am 2020-12-15); Berlin: presstext.deutschland, 2020.
- ISI-08 17 Sensfuß, Frank et al.: Vorabanalyse Langfristige Rolle und Modernisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2017.

- ISI-03 20 Winkler, Jenny et al.: Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung IS, 2020.
- SFGR-01 21 Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen- 20. Legislaturperiode - Mehr Fortschritt wagen - Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Berlin: Koalitionsvertrag zwischen SPD, FDP und Grünen, 2021.
- TNBW-02 20 Lotze, Jonas et al.: Stromnetz 2050. Pariser Platz, Osloer Straße 15 - 17, 70173 Stuttgart: TransnetBW GmbH, 2020.
- ÜNB-10 19 Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan Strom, Version 2019 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019.
- WETZ-01 20 Wetzel, Daniel: So soll die Energiewende vom Norwegen-Makel befreit werden. In: <https://www.welt.de/wirtschaft/article216343202/Oekostrom-Gesetz-DIHK-fordert-Abschaffung-der-EEG-Umlage.html>. (Abruf am 2020-12-30); Berlin: Axel Springer SE, 2020.

Anhang

Netzinvestitionskosten: Quellen und Annahmen

In Tabelle 6 sind die verwendeten Quellen bzw. Szenarien hinterlegt, die zur Abschätzung der Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze verwendet werden.

Wir nutzen für den Pfad der minimalen Entwicklung im Verteilnetz Werte aus der Studie /FRO 01 20/, da diese einen geringeren Investitionsbedarf ausweisen als andere vergleichbare Studien und somit dem Anspruch der minimalen Kostenentwicklung genügen. Da die Studie /FRO 01 20/ keine Übertragungsnetzkosten ausweist, kommen hier die Zahlenwerte des Technologiemix-Szenarios TM80 der Dena Leitstudie /DENA 04 18/ zum Einsatz. Aufgrund des geringeren Treibhausgas-Minderungsziels (-80 % bis 2050) wird in diesem Szenario ein verhältnismäßig geringer Investitionsbedarf ermittelt. Das Referenzszenario RF der Studie wird nicht genutzt, da die hier getroffene Annahme einer progressiven Fortschreibung vergangener und aktueller Entwicklungen zu unrealistisch geringen Netz-Investitionen führt.

Für den Pfad der maximalen Entwicklung sowie den Pfad der plausiblen Entwicklung verwenden wir sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz Werte des Elektrifizierungsszenario EL95 (Treibhausgas-Minderungsziel von -95 % bis 2050) aus der Dena Leitstudie /DENA 04 18/. Die sehr starke Elektrifizierung der Endenergiesektoren in diesem Szenario resultiert in hohen Investitionskosten auf allen Netzebenen, weswegen die Zahlenwerte sehr gut für eine obere Abschätzung der maximalen Kosten geeignet sind.

Tabelle 6: Verwendete Zahlenwerte und entsprechende Quellen zur Bestimmung des Entwicklungsrahmens der NNE

Kostenbestandteil	Entwicklungspfad	Verwendete Zahlenwerte	Quellen
Investitionskosten Verteilnetz	MIN	32 Mrd. € bis 2030 und insg. 111 Mrd. € bis 2050	Fronier Studie /FRO-01 20/, Studienergebnis
	MAX, plausibler Pfad	253 Mrd. € bis 2050	Dena Leitstudie /DENA-04 18/, Szenario EL95
Investitionskosten Übertragungsnetz	MIN	55,7 Mrd. € Onshore und 22,9 Mrd. € Offshore bis 2050	Dena Leitstudie /DENA-04 18/, Szenario TM80
	MAX, plausibler Pfad	58,1 Mrd. € Onshore und 48,9 Mrd. € Offshore bis 2050	Dena Leitstudie /DENA-04 18/, Szenario EL95

In einem ersten methodischen Schritt wird ein linearer Anstieg der Kosten bis zum Jahr 2050 angenommen. Auf Basis der Annuitätenmethode werden aus den bis zu den jeweiligen Stützjahren notwendigen Investitionskosten jährlich zu zahlende Annuitäten berechnet. Dazu übernehmen wir die in der Studie /CONS-03 18/ angenommenen Werte für Eigenkapitalzinssatz, Betriebskosten und Abschreibungsdauern. Für Onshore-Investitionen ergibt sich somit ein Annuitätenfaktor von 0,084 und für Offshore-Investitionen ein Faktor von 0,131. Die so bestimmten Annuitäten stellen die ausgewiesenen Kostenzunahmen der Infrastrukturkosten dar.

Systemdienstleistungen: Lineare Regression

Gemäß dem Trend der vergangenen fünf Jahre nehmen wir für den Pfad der maximalen Entwicklung und den Pfad der plausiblen Entwicklung einen linearen Anstieg der kumulierten Kosten für Systemdienstleistungen an. Wir verwenden den Ansatz der einfachen linearen Regression, um einen linearen Zusammenhang zwischen dem jeweiligen Jahr und entsprechenden Kosten für Systemdienstleistungen zu bestimmen, wodurch eine Extrapolation auf zukünftige Jahre ermöglicht wird. Die resultierende Gerade sowie die Geradengleichung sind in Abbildung 4 dargestellt.

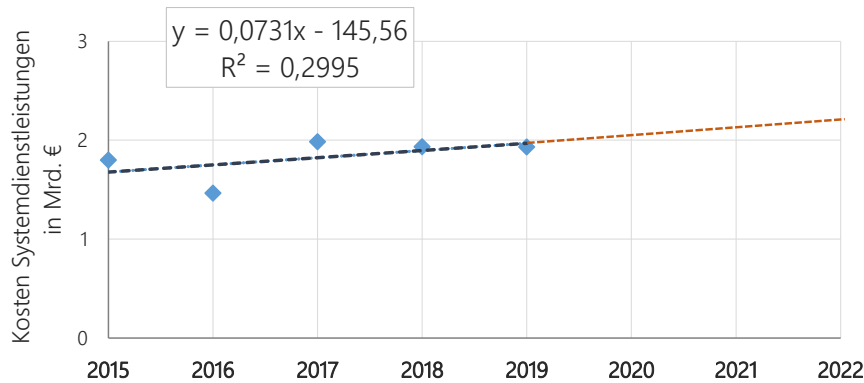


Abbildung 4: Regressionsgerade auf Basis der Kosten für Systemdienstleistungen von 2015 bis 2019.

Auf Basis der bekannten Kosten der letzten fünf Jahre wird eine Regressionsgerade berechnet, die den zugrundeliegenden Entwicklungstrend möglichst gut linear beschreibt. Dabei entspricht der Parameter x dem Jahr und der Parameter y dem resultierenden Kosten für Systemdienstleistungen. Zur Ermittlung der Regressionsgeraden kommt die Methode der kleinsten Quadrate zum Einsatz, durch die die Residuenquadratsumme (R^2) minimiert wird. Das bedeutet, dass das Quadrat der Summe der Abweichungen der einzelnen Punkte zur Geraden minimiert wird, um die optimale Gerade zu bestimmen. Die so bestimmte Geradengleichung wird verwendet, um die kumulierten Kosten für Systemdienstleistungen für die entsprechenden Stützjahre zu berechnen.