verbraucherzentrale
Bundesverband

Marie Wettingfeld, Florian Zerzawy unter Mitarbeit von Vera Mair

Ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign

Gutachten des Forum Ökologisch Soziale Marktwirtschaft e.V. im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

31. August 2023

Impressum

Bundesverband der Verbraucherzentralen und Verbraucherverbände – Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

Team Energie und Bauen
Energie@vzbv.de

Rudi-Dutschke-Straße 17
10969 Berlin

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit
und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

INHALT

Das Gutachten diskutiert verschiedene Instrumente der künftigen Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien aus Sicht der Verbraucher*innen. Kapitel 1 stellt den Hintergrund der Diskussion vor, Kapitel 2 formuliert Anforderungen an ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign. Kapitel 3 analysiert die Vorschläge der EU zur Anpassung des Marktdesigns. Kapitel 4 schließt mit Empfehlungen.

ÜBER DAS FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Forum
Ökologisch-Soziale
Marktwirtschaft

BILDNACHWEIS
Foto Titelseite: Pexels.com

INHALT

1. Einführung: Hintergrund der Diskussion um ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign 6
1.1 Klimaschutz ist Verbraucherschutz 7
1.2 Das bisherige Fördersystem in Deutschland 8
1.3 Die Preisbildung am Strommarkt 9
1.4 Auswirkungen auf Verbraucherstrompreise 11
1.5 Einfluss der Systemkosten auf Endverbraucherpreise 12
1.6 Langfristige Finanzierung erneuerbarer Energien 15
2. Welche Anforderungen muss ein verbraucherfreundliches Marktdesign erfüllen? 16
2.1 Verbraucher*innen vor hohen Preisen schützen 16
2.2 Einen Rahmen für die notwendigen Investitionen in die Dekarbonisierung bilden 19
2.3 Die Versorgungssicherheit garantieren 21
2.4 Flexibilitäten im System schaffen und nutzbar machen 22
2.5 Die Netzkosten gerecht verteilen 23
2.6 Ein aussagekräftiges System zur Transparenz über die Herkunft des Stroms 30
3. Vorschläge der EU für ein zukünftiges Marktdesign 32
3.1 Contracts for Difference 32
3.2 Power Purchase Agreements 44
3.3 Alternative: Einseitige Marktprämie in Kombination mit Gewinnabschöpfung 48
4. Empfehlungen für ein verbraucherfreundliches Strommarktdesign 51
II. ABBILDUNGSVERZEICHNIS 53
III. LITERATURVERZEICHNIS 54

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Die Diskussion über die Anpassung der Regeln des Strommarktes erhielt im Jahr 2022 eine neue Dynamik. Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine gefährdete die Gasversorgung in Deutschland, was zu erheblichen Preisanstiegen beim Gas führte. Da Gas auch zur Stromerzeugung genutzt wird, stiegen die Preise an der Strombörse teilweise stark an. Die extreme Preisvolatilität an der Strombörse führte wiederum zu einem höheren Preisniveau für Verbraucher*innen.

Um die Verbraucher*innen vor abrupten und starken Preisanstiegen zu schützen, hat **die EU verschiedene Änderungen an der Finanzierung** der erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Gleichzeitig müssen die zukünftigen Regelungen des Strommarktes ausreichende Anreize schaffen, um die Ausbauziele für erneuerbare Energien (EE) zu erreichen. Eine ausbleibende Dekarbonisierung hätte schwerwiegende Folgen für Wirtschaft und Gesellschaft. Zusätzlich ist es wichtig, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Flexibilitäten auch für die Verbraucher*innen nutzbar zu machen.

Zu den vorgeschlagenen Änderungen der EU gehören die Stärkung von langfristigen Stromliefervereinbarungen (**Power Purchase Agreements**, PPAs) sowie die Ablösung des derzeitigen Marktprämienmodells durch eine zweiseitig gleitende Marktprämie (**Contract for Difference**, CfD).

Um die erforderlichen Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen, ist auf der einen Seite **weiterhin eine staatliche Förderung von EE-Anlagen erforderlich.** Wettbewerb und Preissignale sind wichtig für die wirtschaftliche Effizienz, was im Interesse der Verbraucher*innen liegt, da dadurch die Kosten sinken. Auf der anderen Seite hat die Energiepreiskrise gezeigt, dass der Strommarkt aufgrund seiner Auswirkungen auf die Strompreise von großer Bedeutung für Haushalte und Unternehmen ist. Eine **stärkere Regulierung** kann daher gerechtfertigt sein.

PPAs stellen eine geeignete Ergänzung zur staatlichen Förderung dar, da **sie Preisstabilität begünstigen** und der **Industrie** die Möglichkeit geben, eine **aktive Rolle** beim Zubau erneuerbarer Stromerzeugung einzunehmen. Da bei PPAs keine staatliche Förderung gezahlt wird, entlasten sie auch die Haushaltsverbraucher*innen. Das **Potenzial des PPA-Marktes ist jedoch unklar**. Eine der Begrenzungen bei der Nutzung von PPAs besteht darin, dass langfristige Vereinbarungen die Verschuldung der privaten Vertragspartner erhöhen können und somit zu höheren Finanzierungskosten führen können.

Eine Umstellung von einem einseitig gleitenden Marktprämienmodell, das die Risiken absichert und den Anlagenbetreibern unbegrenzte Gewinne ermöglicht, auf eine **Förderung, bei der auch Gewinne abfließen, kann Verbraucher*innen entlasten**. Eine **systemorientierte Ausgestaltung** des CfD-Förderrahmens ist dabei besonders wichtig. In Zukunft sind mehr Anreize für Anlagenbetreiber und Verbraucher*innen erforderlich, um auf Marktsignale zu reagieren. Eine mögliche Lösung wäre eine marktbasierte Optimierung im Vergleich zu einem Referenzwert (vgl. Schlecht et al. 2023), sowie die regulatorische Einführung von Systemdienlichkeitsfaktoren bei der Ausschreibung und der Bildung eines EE-Pools (vgl. DIW 2023).

Die Erlöse aus dem CfD-Modell sollten direkt an die Endverbraucher*innen in Relation zu ihrem Stromverbrauch weitergegeben werden und nicht in den Bundeshaushalt fließen, wie es bei der Gewinnabschöpfung der Fall war. Dadurch wird die **preisglättende Wirkung** direkt mit dem Verbrauch verknüpft. Etwaige Kosten der CfD-Förderung sollten ebenfalls nicht aus dem Bundeshaushalt finanziert werden, sondern über den Strompreis auf Verbraucher*innen umgelegt werden. Angesichts des prognostizierten zusätzlichen

Stromverbrauchs im Rahmen der Dekarbonisierung und der begrenzten Möglichkeiten für den Ausbau erneuerbarer Energien ist eine effiziente Stromnutzung unerlässlich. Der Strompreis erfüllt daher eine wichtige Funktion, indem er die Effizienz der Stromnachfrage fördert. **Privilegien für bestimmte Verbrauchergruppen**, wie stromintensive Industrien, sollten jedoch – falls erforderlich – **über den Haushalt und nicht durch höhere Umlagen** der anderen Verbrauchergruppen finanziert werden. Für vulnerable Haushalte sollte ein Kompensationsmechanismus außerhalb des Strompreises geschaffen werden. Es ist vor allem wichtig, sie bei Maßnahmen zu unterstützen, die zu einer dauerhaften Senkung ihres Stromverbrauchs führen.

Außerdem müssen zukünftig mehr **systemische Flexibilitätspotenziale** genutzt werden. Sowohl die Industrie als auch **Haushaltsverbraucher*innen sollten dazu befähigt werden, ihren Stromverbrauch flexibler zu gestalten**. Zeitvariable Tarife und eine langfristige **Dynamisierung staatlich regulierter Preisbestandteile**, insbesondere der Netzentgelte, sollten angestrebt werden. Eine Voraussetzung dafür, dass Verbraucher*innen von systemorientiertem Verhalten profitieren können, ist der flächendeckende Einbau intelligenter Messsysteme.

1. EINFÜHRUNG: HINTERGRUND DER DISKUSSION UM EIN VERBRAUCHERFREUNDLICHES STROMMARKTDESIGN

Im März 2023 legte die Europäische Kommission einen Vorschlag zur **Überarbeitung des Strommarktdesigns** vor. Die Kommission reagierte damit auf die Energiepreiskrise im Jahr 2022, verursacht durch den russischen Angriffskrieg in der Ukraine. Fast zeitgleich startete auf nationaler Ebene die **Plattform „Klimaneutrales Stromsystem" (PKNS).**

Die PKNS verfolgt das Ziel, konkrete Reformvorschläge des Strommarktdesigns unter Einbezug von Stakeholdern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft zu erarbeiten (BMWK 2023a). Die Einrichtung der Plattform war bereits im Koalitionsvertrag der Ampelregierung von November 2021 vorgesehen, um im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien **ein neues Strommarktdesign** zu erarbeiten. Allerdings bekam die Diskussion durch die Energiekrise im Jahr 2022 eine neue Dringlichkeit. Der russische Angriffskrieg und die erhebliche Reduzierung der Gaslieferbeziehungen zwischen Russland und Europa, machten die Schwachstellen sowohl des deutschen als auch europäischen Energiesystems, offenkundig.

Verbraucher*innen waren unzureichend vor den massiven Preisschwankungen auf den Kurzfristmärken geschützt und erlebten teilweise eine **Vervielfachung ihrer Strom- und Gasrechnungen** (DESTATIS 2022)**.** Das erhöhte Verbraucherpreisniveau war größtenteils **auf die gestiegenen Gasbeschaffungspreise zurückzuführen**. Da Gaskraftwerke durch das System der Merit-Order in vielen Stunden die preissetzende Technologie sind, verkaufen alle produzierenden Kraftwerke zum Preis des teuersten, beaufschlagten Kraftwerks (Einheitspreisverfahren). Die Beschaffungskosten für fossile Brennstoffe, insbesondere Gas, hatten so einen massiven Einfluss auf das Preisniveau der Endverbraucher*innen (Deutschlandfunk 2023). Auch zeigte sich deutlich der Mangel an nicht-fossiler Flexibilität, und die damit einhergehende Abhängigkeit von fossilem Gas für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität (Europäische Kommission 2023).

Weitere Relevanz erhält die Debatte um die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns im Hinblick auf die Umsetzung der Pariser Klimaziele sowie das Ziel der deutschen Bundesregierung **bis 2030 80% des Stroms aus erneuerbaren Energien zu produzieren.** Dafür muss das Ausbautempo für Wind- und Solarenergie im Vergleich zu den letzten Jahren massiv zunehmen. Dies ist nur mit einer Anpassung des aktuellen regulatorischen und marktlichen Rahmens möglich, der die notwendigen Investitionen in Größenordnungen von mehreren hundert Milliarden Euro abbilden kann (Bundesregierung 2022a).

Das zukünftige **Strommarktdesign muss den Ausbau erneuerbarer Energien ermöglichen und fördern** sowie die Integration der dezentralen und fluktuierenden Erzeugung in das System sicherstellen. Die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch wird hierbei eine zentrale Rolle spielen. Effektive Preissignale können Anreize für flexibles Verhalten auf Seite der Endverbraucher*innen setzen. Gleichzeitig müssen die Endverbraucher*innen vor zu hohen Preisen durch teure (fossile) preissetzende Kraftwerke geschützt werden.

Die Europäische Union forciert eine Überarbeitung der Strommarktdesignregulierung und schlägt u.a. vor, Endverbraucher*innen durch die **Stärkung von Power Purchase Agreements (PPAs)** besser gegen Preisschwankungen am Kurzfristmarkt abzusichern.

Nationale Fördersysteme sollen außerdem als **zweiseitiger Differenzvertrag** ausgestaltet werden, damit hohe Erlöse in Zukunft an alle Stromverbraucher*innen zur Entlastung zurückfließen (Europäische Kommission 2023). Dies würde die Abkehr vom bisherigen deutschen Fördersystem beinhalten.

1.1 Klimaschutz ist Verbraucherschutz

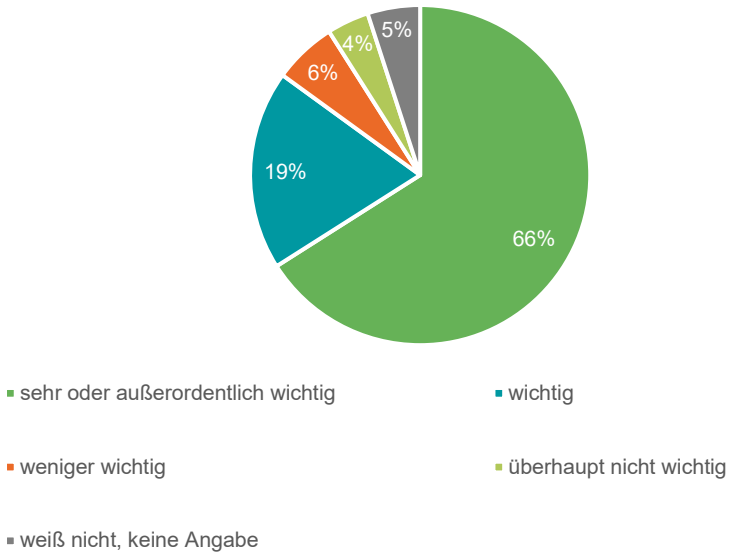
Die Folgen der Klimakrise sind schon längst spürbar, auch in Deutschland. Eine Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zeigt, dass sich allein die finanziellen Kosten in **Folge der Klimakrise bis 2050 für Deutschland auf 900 Mrd. Euro belaufen** könnten. Nicht mit eingerechnet sind dabei immaterielle Schäden, die nicht in Euro zu messen sind. Dazu zählen gesundheitliche Beeinträchtigungen, Todesfälle durch Hitze und Überflutungen, die Belastung von Ökosystemen und der irreversible Verlust der Artenvielfalt (BMWK 2023b; Bundesregierung 2023a). Laut des Globalen Klima-Risiko-Index 2021 von Germanwatch e.V. ist Deutschland eines der am stärksten durch wetterbedingte Schadensereignisse gefährdeten Länder der Welt (Germanwatch 2021).

Um die Klimakrise zu begrenzen, braucht es schnelles politisches Handeln. Laut des ARD-Deutschlandtrends von Infratest dimap werden die **Klimakrise und fehlender Umweltschutz als drängendste politische Probleme** angesehen. 44% der Befragten befürworten außerdem ein höheres Tempo in Sachen Klimaschutz (Infratest dimap 2023; Tagesschau 2023). Die aktuellen Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes schreiben eine **Emissionsminderung von 65% bis 2030 und 88% bis 2040** (gegenüber dem Referenzjahr 1990) vor. Bis 2030 sollen dafür mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Im Jahr 2022 waren es gerade mal 46,2% (Bundesregierung 2023b).

Um die Klimaziele zu erreichen, ist eine erhebliche Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Stromnetze erforderlich. Der Anteil erneuerbarer Energien muss sich in weniger als einem Jahrzehnt nahezu verdoppeln. Insbesondere der Ausbau von Wind- und Solarenergie muss in einem dreimal so schnellen Tempo erfolgen als bisher, sowohl auf dem Land, auf dem Wasser als auch auf Dächern (Bundesregierung 2023b).

Eine grundsätzlich breite Unterstützung zeigt sich hierfür auch in der Bevölkerung. Laut der Akzeptanzumfrage der Agentur für Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2022 unterstützen **86% der deutschen Bevölkerung** den Ausbau der Erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 1) (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2022).

Abbildung 1: Die stärkere Nutzung und der Ausbau Erneuerbarer Energien sind…



Quelle: (Agentur für Erneuerbare Energien e.V., 2022)

1.2 Das bisherige Fördersystem in Deutschland

Für die Förderung des EE-Zubaus ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das zentrale Instrument. Es wurde erstmals im Jahr 2000 eingeführt und seither mehrmals novelliert und ergänzt. Das EEG verpflichtet die Netzbetreiber, EE-Anlagen an ihr Netz anzuschließen sowie den erzeugten Strom abzunehmen und weiterzuleiten („Einspeisevorrang“) (Umweltbundesamt 2021). In den ersten Jahren des EEGs wurden Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien mit einer festen Einspeisevergütung pro Kilowattstunde gefördert. Die Einspeisevergütung wird heute noch für kleine PV-Dachanlagen bis 100 kW Nennleistung gewährt (§21 Abs. 3 EEG).

Um die wirtschaftliche Effizienz zu verbessern, wurde 2012 die sogenannte **einseitig gleitende Marktprämie** (§§ 20, 23 und 23a EEG) eingeführt. Die Förderhöhe wird durch Ausschreibungen wettbewerblich ermittelt und der Anlagenbetreiber direktvermarktet seine Strommengen nun selbst. Liegt der Marktwert jedoch unter der ermittelten Förderhöhe, bekommt der Anlagenbetreiber die Differenz zwischen Marktwert und Förderhöhe vom Staat. Da die Marktprämie nur einseitig anstatt zweiseitig ist, besteht keine Verpflichtung Gewinne abzuführen, sollte der Marktpreis über der Förderhöhe liegen.

Fällt der Marktwert ins Negative, weil es eine Überproduktion von Strom bzw. einen Mangel an Transportkapazitäten gibt, werden Anlagenbetreiber somit zunächst durch die Marktprämie kompensiert. Seit der EEG-Novelle im Jahre 2021 erhalten Neuanlagen jedoch keine Auszahlung mehr, sobald der Spotmarktpreis länger als 4 Stunden negativ ist (sogenannte **„4-Stunden- Regel“**).

Eine Ausnahme von der einseitig gleitenden Marktprämie sind im EEG die Innovationsausschreibungen zur Förderung von innovativen, system- oder netzdienlichen Anlagen. Für Innovationsausschreibungen wird eine **feste Marktprämie** verwendet, die im Gegensatz zur gleitenden Prämie als festgelegter Förderbetrag unabhängig vom Börsenstrompreis, also unabhängig von den erzielten Erlösen, ausgezahlt wird. Bei negativen Börsenstrompreisen wird die Zahlung ausgesetzt. Das Ziel der Innovationsausschreibungen besteht darin, dass geförderte Anlagen flexibler steuerbar sind und auf Preissignale

reagieren können, was Vorteile für die Gesamtsystemstabilität und Versorgungssicherheit mit sich bringt (Leopoldina et al. 2022).

Im derzeitigen Förderregime werden **fast alle bestehenden Windenergie-Anlagen und etwa ein Drittel aller PV-Anlagen über die gleitende Marktprämie vergütet**.

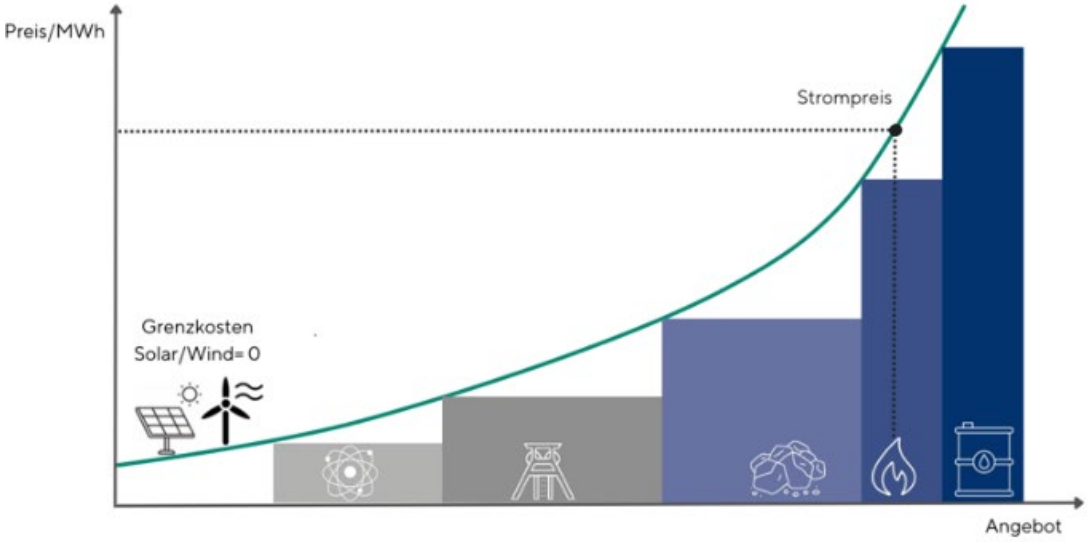
Bis Mitte 2022 wurden die Förderkosten auf die sogenannte **EEG-Umlage** umgelegt, welche pro verbrauchter kWh von den Endverbraucher*innen bezahlt wurde (DIW 2022a). Auf diesem Weg wurden die Kosten der Energiewende direkt auf die Endverbraucher*innen übertragen. Diese finanziellen Lasten waren jedoch ungleich verteilt, denn diverse Ausnahmeregelungen für Industriebetriebe führten zu einer relativen **höheren Belastung der Haushalte**. Seit der Abschaffung der EEG-Umlage im Juli 2022 werden die Förderkosten durch den Bundeshaushalt getragen und aus den Einnahmen des nationalen Emissionshandels finanziert (Bundesregierung 2022b).

Die direkte Umwälzung der Förderung auf die Verbraucher*innen relativ zu ihrem Verbrauch, wie es durch die EEG-Umlage geschehen ist, war eine Besonderheit bei der Subventionierung von Energieträgern. Die EEG-Umlage machte bis zum Beginn der Energiekrise neben den Netzentgelten und den Beschaffungskosten den größten Anteil an den Gesamtstromkosten für die Verbraucher*innen aus (Enercity 2023). Gänzlich anders war dies beispielweise im Fall der Atomenergie. Hier wurden Förderungen in Milliardenhöhe aus dem staatlichen Haushalt gezahlt. Allein zwischen 2007 und 2019 belief sich die staatliche Fördersumme auf 25 Mrd. Euro. Diese Kosten tauchten jedoch nicht auf der Endverbraucherstromrechnung auf, sondern wurde aus dem Bundeshaushalt finanziert (FÖS 2020).

1.3 Die Preisbildung am Strommarkt

Am Strommarkt wird zwischen verschiedenen Märkten unterschieden. Die meisten Strommengen werden an sogenannten **Langfrist- bzw. Terminmärkten** Monate und Jahre im Voraus gehandelt. Dabei verkauft ein Kraftwerksbetreiber seine geplante Produktion an Großhändler, welche die eingekauften Strommengen dann bündeln, neu zusammenfassen und weiterverkaufen. Stromversorger erwerben diese Strommengen, um den Endverbrauch ihrer Stromkund*innen zu decken. Da es schwierig ist, den genauen Strombedarf der zu beliefernden Kund*innen lange im Voraus zu prognostizieren, gibt es zusätzlich zu den Langfristmärkten noch **Kurzfrist- bzw. Spotmärkte**. Dort wird der Strom am Vortag (**Day-Ahead-Markt**) und am gleichen Tag (**Intraday-Markt**) gehandelt. Stromversorger kaufen und verkaufen an diesen Märkten Strommengen, um den Bedarf ihrer Kund*innen möglichst passgenau zu decken. An den Kurzfristmärkten wird ein **Einheitspreis**, der für die gesamte deutsche Gebotszone gilt, **für jede Viertelstunde des Tages** durch das **Merit-Order** Verfahren ermittelt. Die Merit-Order regelt die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke auf einem Stromhandelsplatz, um eine wirtschaftlich optimale Stromversorgung sicherzustellen. Dabei werden die Stromerzeugungsanlagen mit den niedrigsten Grenzkosten zuerst bezuschlagt. Anschließend werden sukzessive Kraftwerke mit höheren Grenzkosten hinzugenommen, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Schnittstelle von Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich dann der Einheitspreis, welcher für alle bezuschlagten Kraftwerke gilt. Das teuerste Kraftwerk setzt so den Preis für alle produzierenden Stromerzeuger in dem Moment (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Der Merit-Order-Effekt



Quelle Eigene Nachbildung (Next Kraftwerke)

Grundsätzlich ist die Markträumung und Preisbildung nach Einheitspreisverfahren typisch für Märkte, auf denen **homogene Güter** gehandelt werden (Wawer 2022). In den meisten Fällen führt die Merit-Order zu einer guten Kosteneffizienz, da Kraftwerke den produzierten Strom zu ihren geringstmöglichen Kosten anbieten, zumal sie so in vielen Fällen trotzdem eine Gewinnmarge erzielen. In einem alternativen Verfahren, bspw. einem Gebotsverfahren, würden Bieter möglichst nah am teuersten Gebot bieten. Die Komplexität und benötigte Markteinsicht würde kleine Akteur*innen benachteiligen und die Preise wären oft höher als in der Merit-Order (Löschel et al. 2023).

Im Verlauf des Jahres 2022 gab es zunehmend Kritik am bestehenden Strommarktdesign aufgrund der hohen aufgerufenen Preise. Der Preis pro gehandelter Megawattstunde im Jahr 2022 schwankte im Monatsdurchschnitt zwischen 30 und 235 Euro. Da teilweise Erdgaskraftwerke die marginalen Gebote abgaben, war der im Zuge der stark eingeschränkten Lieferbeziehungen zu Russland gestiegene Preis für Erdgas in vielen Stunden ausschlaggebend. Gleichzeitig kam es in diesem Zeitraum zu einer außergewöhnlichen Knappheit in der Stromerzeugung in Europa. Gründe dafür waren u.a. der Ausfall von mehreren Kernkraftwerken in Frankreich (ENTSO-E 2022) und die verringerte Leistung von Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken aufgrund niedriger Flusspegelstände (ENTSO-E 2022). Diese Faktoren verstärkten die preistreibende Wirkung. Anlagen mit niedrigen variablen Kosten profitierten von den hohen Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke und erzielten unerwartete Gewinne, die **als Zufallsgewinne** oder Windfall-Profits bezeichnet werden. Allein für die **Stromproduzenten erneuerbarer Energien** fielen im Jahr **2022 Übergewinne in Höhe von 18 Mrd. Euro** an (BMWK 2023c). Kritiker*innen der Merit Order stellten in Frage, ob tatsächlich alle Energieerzeuger zu den teilweise hohen Preisniveaus der preissetzenden Gaskraftwerke vergütet werden sollten. Gleichzeitig dienten die **hohen Preisniveaus** jedoch als effektive **Investitionsanreize** in neue Produktionskapazitäten, spiegelten die tatsächliche **Knappheit von Strom** zu bestimmten Stunden im Jahr 2022 wider und gaben **Anreize zum Stromsparen**.

In der öffentlichen Debatte wurden als Reaktion auf die hohen Preise verschiedene Optionen diskutiert. Dazu gehörten

- eine Abkehr vom Einheitspreisverfahren,
- die Subventionierung von Erdgas zur Begrenzung der Gebotspreise von Erdgaskraftwerken (iberisches Modell) sowie
- eine Segmentierung des Strommarktes in Anlagen mit niedrigen und solche mit hohen variablen Erzeugungskosten (griechischer Vorschlag) (Löschel et al. 2023).

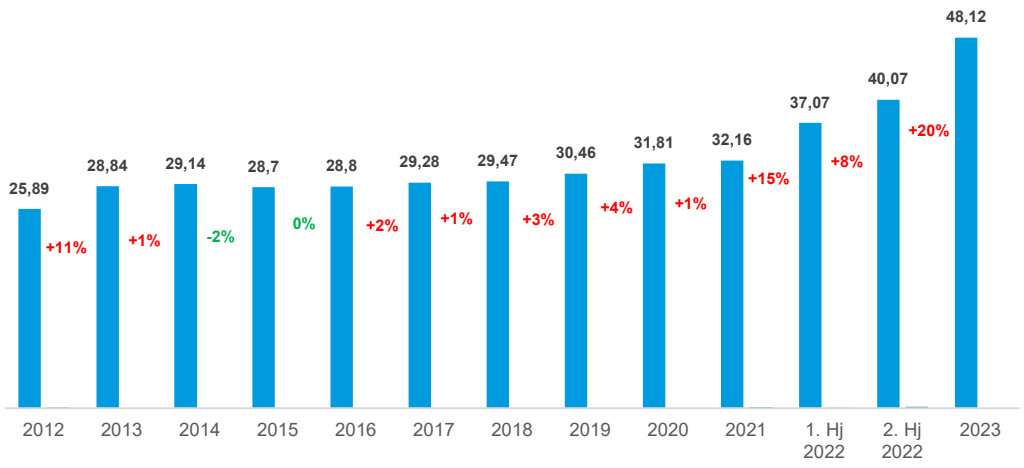
1.4 Auswirkungen auf Verbraucherstrompreise

Die Haushaltstrompreise werden von einer Reihe von Faktoren beeinflusst.

- Zum einen ist entscheidend, wie vorausschauend Stromversorger Strom an den Langfristmärkten eingekauft haben und zu welchen Konditionen. Stromversorger, die den Verbrauch ihrer Kund*innen sehr genau durch die im Voraus gehandelten Strommengen abdecken können, sind von Schwankungen an der Strombörse, also am Kurzfristmarkt, weniger stark betroffen. Anbieter, die seit Beginn der steigenden Marktpreise im Jahr 2021 mehr Strom an den Kurzfristmärkten dazu kaufen mussten, mussten dafür teilweise ein Vielfaches mehr bezahlen als ursprünglich kalkuliert. Infolgedessen mussten einige Stromversorger Insolvenz anmelden.[1]
- Endverbraucher*innen haben in der Regel keine Informationen über die Beschaffungsstrategien, sowie -kosten ihrer Energieversorger. Ein erhöhtes Preisniveau schlägt sich in der Regel erst mit der nächsten vertraglich möglichen Preisanpassung nieder.
- Haushaltsverbraucher*innen, die im vergangenen Jahr einen neues Stromvertrag abschließen mussten, mussten dies entsprechend oft zu einem deutlich höheren Preisniveau als vorher tun (Next Kraftwerke 2023a). Die Art und Weise, in der Haushaltverbraucher*innen von den extremen Preisspitzen am Strommarkt betroffen waren, unterschied sich dadurch stark. Im Durchschnitt stieg das Haushaltsstrompreisniveau um 30% (siehe Abbildung 3).

[1] Im Dezember 2021 musste bspw. die Neckermann Strom AG Insolvenz anmelden. Die Neckermann AG hatte sich vor allem auf Ökostrom spezialisiert und belieferte deutschlandweit rund 13.000 Verbraucher*innen. Die Neckermann Strom AG folgte damit weiteren Insolvenzen der vorausgegangenen Wochen, wie die der Otima AG, des Hamburger Energieunternehmen Smiling Green Energy oder die, der Lition Energie in Berlin und die Fulminant Energie mit Sitz bei München (WirtschaftsWoche 2021).

Abbildung 3: Entwicklung des deutschen Haushaltsstrompreis in Cent/kWh (nominale Preise) mit prozentualer Veränderung

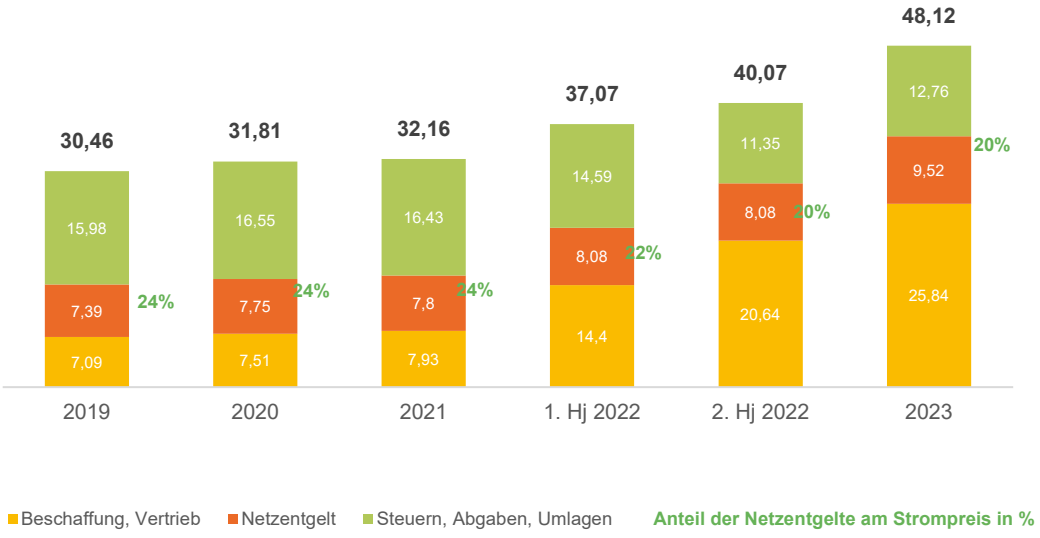


Quelle: (BDEW 2023)

1.5 Einfluss der Systemkosten auf Endverbraucherpreise

Bis zum Jahr 2021 stellten **Steuern, Abgaben und Umlagen** den Hauptteil des Endverbraucherstrompreises (siehe Abbildung 4). Mit Beginn der Energiepreiskrise sind seit Ende 2021 v.a. die **Beschaffungskosten** stark angestiegen.

Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte in Cent/kWh

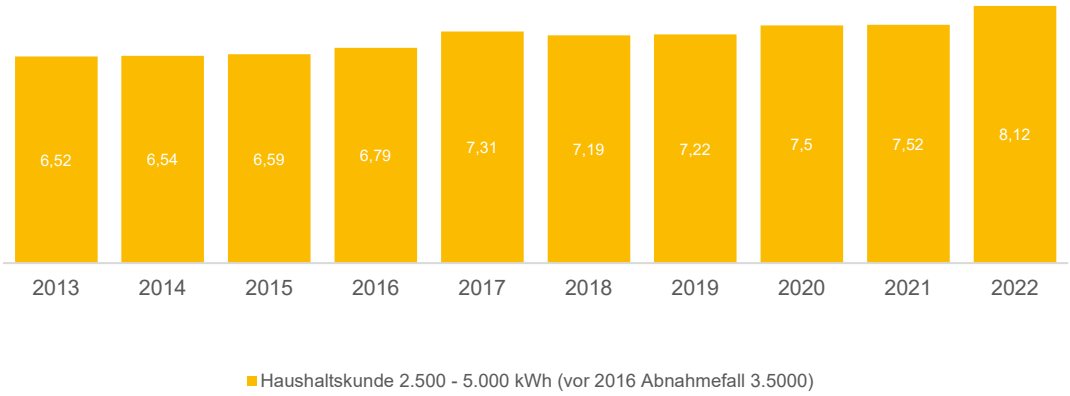


Quelle: (BDEW 2023)

Zu den anfallenden Entgelten, Abgaben und Umlagen, die pro verbrauchte Kilowattstunde von Endverbraucher*innen bezahlt werden müssen, zählen die KWK-Umlage, die Offshore-Netzumlage, die Umlage nach §19 Netzentgeltverordnung, die Umsatzsteuer

und Stromsteuer, bis Mitte 2022 die EEG-Umlage[2] sowie die **Netzentgelte**. Insgesamt machen die Netzentgelte einen relevanten Teil des Endpreises für Haushaltskund*innen aus und sind in den letzten Jahren tendenziell gestiegen (siehe Abbildung 5).

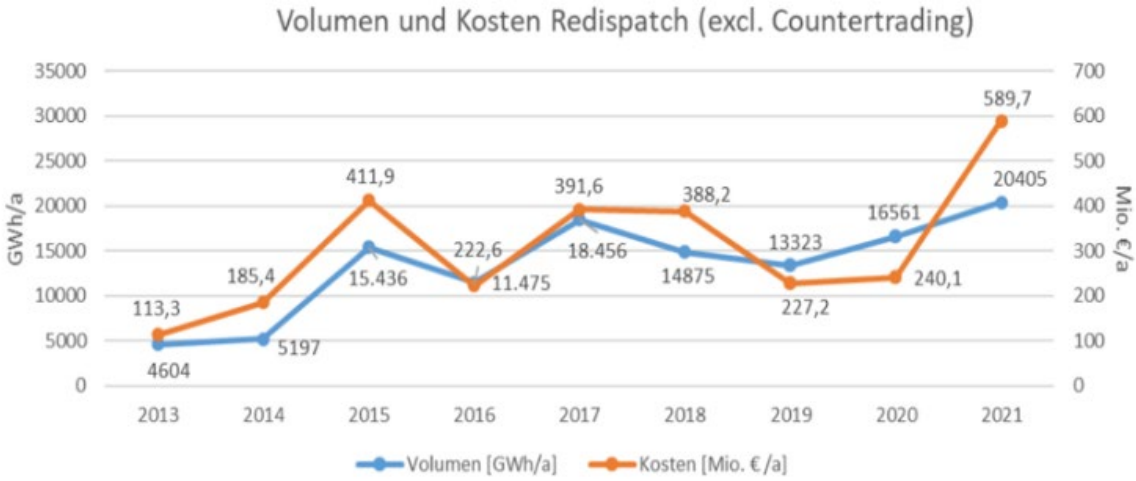
Abbildung 5: Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushaltskund*innen in Cent/kWh



Quelle: (Bundesnetzagentur)

Die Netzentgelte ergeben sich aus den Kosten der Netzbetreiber, die diese an die Endverbraucher*innen weitergeben. Zwei wichtige Kostenpunkte hierbei sind die Kosten für den Netzausbau und die Durchführung von **Redispatch-Maßnahmen** (siehe Abbildung 6).

Abbildung 6: Volumen und Kosten des Redispatch



Quelle: (BDEW 2022a)

Die Kosten für Redispatch sind in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und tragen zur steigenden Belastung der Netzentgelte für Haushalte und Industrie bei (Bundesnetzagentur 2022a; Energie und Management 2021).

[2] Die EEG-Umlage wurde im Juli 2022 auf null gesetzt und dann zum Ende des Jahres 2022 vollständig abgeschafft.

- Die Gesamtkosten des Engpassmanagements sind dabei von 1,4 Mrd. Euro (2020) auf 2,3 Mrd. Euro (2021) angestiegen.
- Die Kosten des Redispatch (exkl. Countertrading) verzeichneten einen Anstieg von 240,1 Mio. Euro (2020) auf 589,7 Mio. Euro (2021) (BDEW 2022a).

Redispatch

Redispatch-Maßnahmen werden angewendet, wenn das Netz den „Handelsweg“ des Stroms aus Mangel an Transportkapazitäten nicht abbilden kann. Dann greift der Netzbetreiber in den Betrieb bestimmter Kraftwerke ein und ordnet bspw. eine Reduzierung der Produktion "vor" dem Engpass und eine Erhöhung der Produktion "hinter" dem Engpass an. Dadurch wird der Stromtransport durch die bereits ausgelastete Stromleitung vermieden und der "Stau umgangen" (Reiner Lemoine Institut 2020).

Da dieser Redispatch-Eingriff unabhängig vom Markt stattfindet, werden beide Kraftwerke für die angeordneten Maßnahmen durch den Netzbetreiber entschädigt. Die entstandenen Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt (Netztransparenz.de 2022).

Wenn die Abregelung ein EE-Kraftwerk betrifft und die Produktion eines fossil betriebenen Kraftwerks hinter dem Engpass erhöht wird, führt dies darüber hinaus zwangsläufig zu höheren Emissionen.

Ein Grund für die zunehmenden Netzengpässe liegt darin, dass Produktion und Verbrauch räumlich immer weiter auseinanderliegen. In der Vergangenheit waren Industriestätten, Ballungsgebiete und Kraftwerke oft in unmittelbarer Nähe zueinander angesiedelt, wie z.B. im Ruhrgebiet. Der Ausbau von Windenergie erfolgte jedoch verstärkt in dünn besiedelten Gebieten im Norden und Nordosten Deutschlands. Dadurch ist der Bedarf an Stromtransport zwischen Nord und Süd gestiegen und es wird tendenziell (Wind-)Strom aus dem Norden abgeregelt und mit fossilem Strom im Süden ausgeglichen (BMWK 2020).

Da die Netzengpässe keinen Einfluss auf die Finanzierung und Rentabilität der Anlagen haben, gibt es derzeit keine effektiven Anreize für eine strategische Standortwahl von Anlagen. Im Zuge der Liberalisierung wurde eine getrennte Betrachtungsweise des Marktes und der zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten eingeführt, um unter anderem einen hochliquiden Stromhandel zu ermöglichen. Innerhalb einer Strommarktzone wird Strom zu einheitlichen Preisen gehandelt. Dabei wird die Grundannahme vertreten, dass die Transportkapazitäten den Stromhandel am Großmarkt nicht einschränken dürfen (Hirth et al. 2018).

Jedoch entspricht diese sogenannte "Fiktion der Kupferplatte" nicht der Realität. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die regionalen Schwerpunkte des Stromverbrauchs fallen geografisch auseinander. Zudem erhöhen geplante Stilllegungen von Kraftwerken diese lokale und regionale Entkopplung weiter. Die Netzinfrastruktur wird nicht so schnell angepasst, wie es diese Entwicklung erfordern würde und es treten Engpässe im Stromtransport auf. Die Anwendung des Prinzips des Einheitspreisverfahren bildet Netzrestriktionen nicht adäquat ab. Daher müssen Netzbetreiber immer häufiger in den tatsächlichen Lieferbetrieb eingreifen.

Ohne eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen **werden die Netzkosten weiter steigen** und zu Lasten der Endverbraucher*innen umgelegt.

1.6 Langfristige Finanzierung erneuerbarer Energien

Obwohl EE-Anlagen günstiger werden, vom steigenden CO_2-Preis profitieren und in manchen Stunden sehr hohe Gewinne einfahren konnten, müssen weiterhin aktiv attraktive Rahmenbedingungen für den Zubau geschaffen werden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die **Erlöse** für erneuerbare Energien auf Grund der **hohen Gleichzeitigkeit** in der Regel **niedriger** sind als der **Durchschnittspreis.** Bei diesem Phänomen spricht man von einer **Kannibalisierung der Preise**: Erneuerbare Energien der gleichen Technologie produzieren in der Regel dann besonders viel Strom, wenn andere Anlagen ebenfalls sehr viel produzieren, bspw. bei einem Sturmtief. Somit kommt es zu einer negativen Korrelation zwischen Strommengenproduktion und Börsenpreis (Fraunhofer ISE 2021).

Wird so viel Strom produziert, dass es einen Überschuss gibt, kommt es sogar zu **negativen Preisen**. Dieses Phänomen stellt ein Finanzierungsproblem sowohl für fossile als auch für erneuerbare Kraftwerke dar (Prognos 2021). Nach 4 Stunden mit negativen Preisen in Folge erhalten auch erneuerbare Kraftwerke keine EEG-Einspeisevergütung mehr (Netztransparenz.de 2022).

Zur Häufigkeit von negativen Preisen in der Zukunft gibt es verschiedene Prognosen.

- Eine Studie geht davon aus, dass im Jahr 2040 negative Preise in 1.600 Stunden im Jahr zu erwarten sind (e.venture 2023).
- Prognos errechnet, dass im Jahr 2050 33% der produzierten PV-Strommengen und 15% der Strommengen aus Windenergieanlagen zu negativen Preisen führen könnten (Prognos 2021). Die 4-Stunden-Regel würde dann sehr häufig überschritten und auch die Refinanzierungssicherheit für erneuerbare Energien beeinträchtigen.

Allgemein sind also Anpassungen im Marktdesign erforderlich, da bei erfolgreich beschleunigtem EE-Ausbau zunehmend Zeiten mit negativen oder sehr niedrigen Preisen zu erwarten sind.

Die pauschale Vergütungslogik des EEG führt zu einer Verschärfung des Problems. Anlagenbetreiber haben **kaum Anreize**, ihre Anlagen **"netzdienlich"** zu planen und zu betreiben. Es gab verschiedene Korrekturversuche, wie z.B. die Südquote, jedoch wurde diese bisher beihilferechtlich noch nicht von der EU genehmigt (Bundesnetzagentur 2022b). Die derzeitige geografische Konzentration von erneuerbaren Energien derselben Technologie verstärkt die hohe Gleichzeitigkeit. Dies führt zu Überproduktionspeaks und Netzengpässen, wodurch wertvoller erneuerbarer Strom abgeregelt werden muss (siehe Kapitel 1.5).

Andererseits zeigt die Entwicklung des letzten Jahres, dass bei entsprechenden Voraussetzungen sehr **hohe Profite** für Anlagen entstehen können, welche ihre **Marktrisiken** bisher über die Marktprämie vollständig vergesellschaften. Daher ist es eine berechtigte gesellschaftliche Frage, ob diese Profite rückverteilt werden bzw. deren Entstehung vermieden werden sollte, insbesondere in Krisenzeiten.

2. WELCHE ANFORDERUNGEN MUSS EIN VERBRAUCHERFREUNDLICHES MARKTDESIGN ERFÜLLEN?

Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign, muss eine Reihe von Zielen erfüllen können.

- 1. Der Marktrahmen muss Verbraucher*innen vor unverhältnismäßig hohen Preisen schützen.
- 2. Ausreichend Investitionen für den erforderlichen Ausbau erneuerbarer Energien bereitstellen, um die erfolgreiche Transformation zu ermöglichen.
- 3. Die Versorgungssicherheit gewährleisten.
- 4. Flexibilitäten im System schaffen und nutzbar machen, um die Systemkosten zu begrenzen.
- 5. Netzausbaukosten müssen gerecht verteilt werden.
- 6. Ein aussagekräftiges System zur Transparenz über den (regionalen) Ursprung des Stroms etablieren.

2.1 Verbraucher*innen vor hohen Preisen schützen

In den letzten Jahren schwankte der Strompreis an der Strombörse stark. Im Jahr 2020 lag der Durchschnittspreis bei 30,47 Euro/MWh. Ein Jahr später lag der durchschnittliche Strompreis bei 96,85 Euro/ MWh (Handelsblatt 2023). Im August 2022 stieg der durchschnittliche Börsenstrompreis auf 465,18 Euro/ MWh.

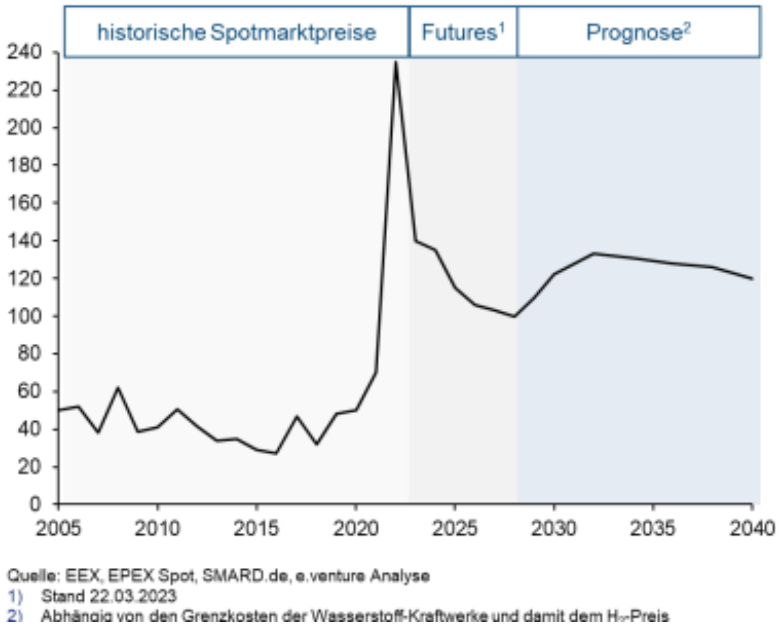
In der ersten Jahreshälfte 2023 lagen die monatlichen Durchschnittspreise zwischen 81,72 (Mai 2023) und 126,8 Euro/MWh (Februar 2023) (Statista 2023).

Auch wenn die durchschnittlichen Börsenstrompreisepreise seit dem Spitzenniveau im Sommer 2022 wieder gesunken sind, liegen sie im Jahr 2023 immer noch über dem Vorkrisenniveau.

Studien gehen zudem auch in den kommenden Jahren von einem deutlich höheren Großhandelsstrompreisniveau aus (e.venture 2023; Prognos 2022). Die Projektionen zeigen dabei eine große Spanne auf. Als größte Preistreiber werden vor allem die Entwicklung der Gaspreise, sowie der Zubau von Wasserstoffkraftwerken identifiziert.

- Verschiedene Szenarien von Prognos gehen bezüglich des Großhandelsstrompreises von einer Preisspanne zwischen **57- 98 Euro/MWh** im Jahr 2030 aus.
- Analysten von e. venture z.B. erwarten für die nächsten 15 Jahren **einen durchschnittlichen Börsenstrompreis von 140 Euro/MWh,** das entspricht einem 2,5-fachen Niveau gegenüber den letzten 15 Jahren (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: reale Strompreisentwicklung in Euro/MWh bis 2040 (e.venture)

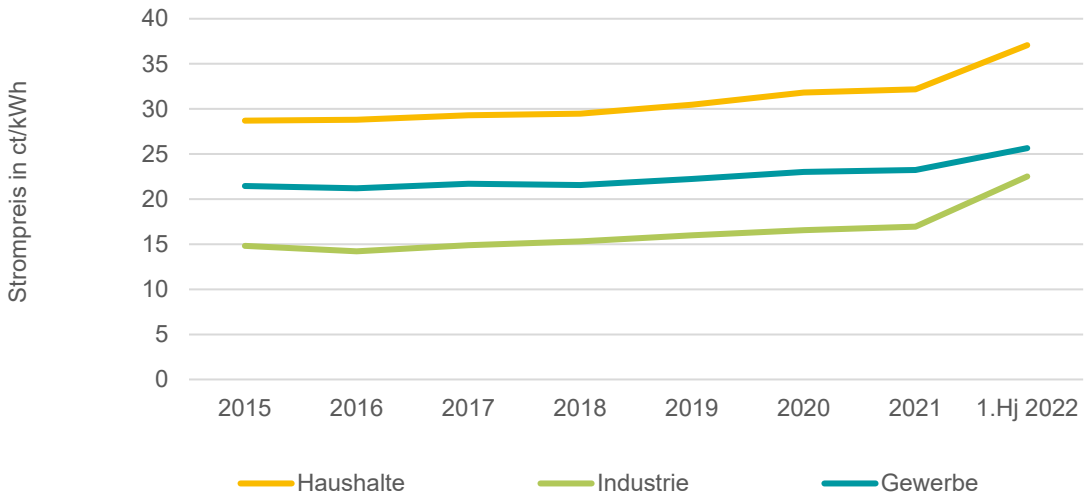


Quelle: (e.venture, 2023)

Die Entwicklung der Endverbraucherpreise ist zudem stark von der Entwicklung der regulierten Strompreisbestandteile abhängig. Veränderungen der Großhandelsstrompreise schlagen sich je nach Verbrauchsfall demnach sehr unterschiedlich auf die Verbraucher*innen nieder (Prognos 2022).

In den vergangenen Jahren waren Endverbrauchergruppen unterschiedlich stark von den Strompreiserhöhungen betroffen (siehe Abbildung 8).

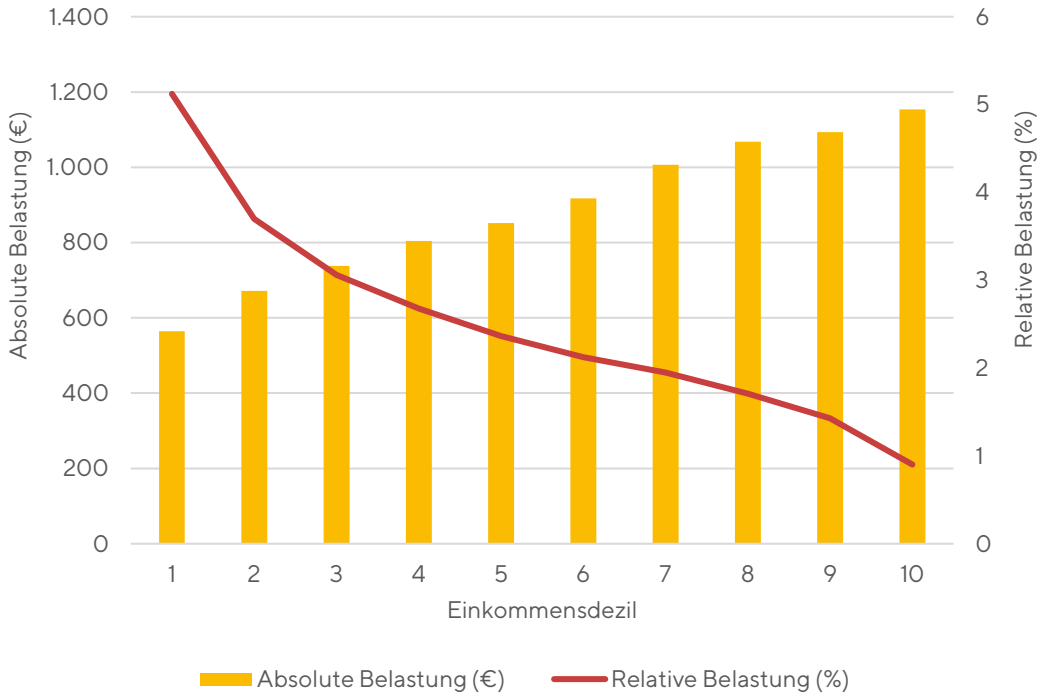
Abbildung 8: Entwicklung der Strompreise im Vergleich in Cent/kWh



Quelle: (BDEW 2023; Statista Research Department 2023)

Allerdings lässt sich nicht nur zwischen den Endverbrauchergruppen eine Ungleichverteilung erkennen. Auch innerhalb der **privaten Haushalte** zeichnen sich **unterschiedliche Belastungen** ab (siehe Abbildung 9). In absoluten Beträgen steigen zwar die Ausgaben für Strom mit dem Einkommen**, relativ** gesehen **sinkt** jedoch der **Anteil** der Ausgaben für Strom am verfügbaren Einkommen **mit steigendem Einkommen**. Das liegt daran, dass das Einkommen von niedrig zu hoch stärker steigt als der Stromverbrauch. Stromkosten sind daher regressiv und somit haben auch alle Strompreisbestandteile eine **regressive Verteilungswirkung**, d.h. belasten niedrige Einkommen stärker. **2022** betrug die **Belastung** des **untersten Einkommensdezils** (10% niedrigste Einkommen) über **5% des Haushaltsnettoeinkommens**. Die Belastung sinkt bis zum dritten Einkommensdezil stark ab und liegt in den mittleren Einkommensgruppen zwischen 2 und 3%. Zum **obersten Einkommensdezil** lässt sich ein weiterer starker Rückgang feststellen und der Wert fällt auf **0,9%** ab.

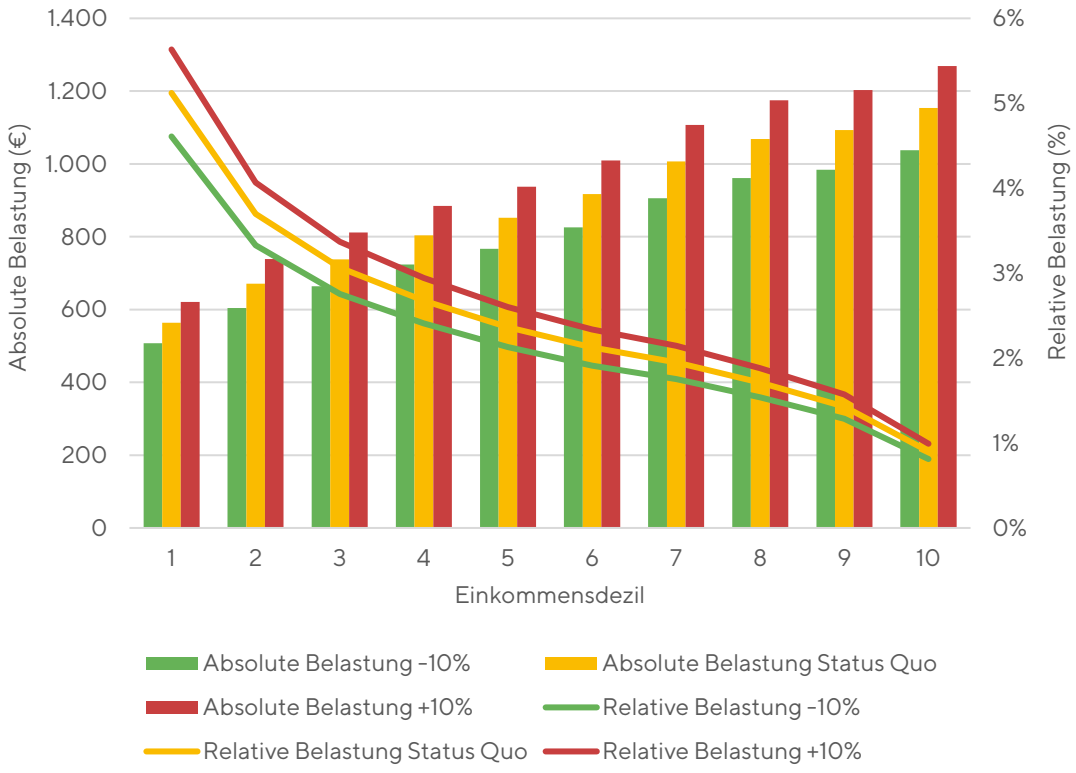
Abbildung 9: Verteilungswirkungen von Stromkosten, 2022



Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 Grundfile 3, eigene Berechnungen. Relative Belastung: Anteil der Stromausgaben am Nettohaushaltseinkommen. Einkommensdezile: jeweils 10% der Haushalte, aufsteigend sortiert nach Nettoäquivalenzeinkommen.

Steigen die Stromkosten, so belastet dies – wiederum gemessen am Haushaltseinkommen – besonders stark die Haushalte mit niedrigen Einkommen. Sinken die Stromkosten, so werden sie umgekehrt stärker entlastet. Die folgende Abbildung veranschaulicht die Zusammenhänge bei einer angenommenen Strompreiserhöhung um 10% sowie einer Absenkung des Strompreises um 10%. Eine Änderung des Strompreises um 10% führt demnach beim untersten Einkommensdezil zu einer Änderung der Kostenbelastung um 0,5% (von 5,1% auf 4,6% bzw. 5,6%). Beim obersten Einkommensdezil beträgt die Änderung dagegen nur 0,1% (von 0,9% auf 0,8% bzw. 1,1%).

Abbildung 10: Verteilungswirkungen steigender bzw. sinkender Stromkosten



Quelle: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 Grundfile 3, eigene Berechnungen. Relative Belastung: Anteil der Stromausgaben am Nettohaushaltseinkommen. Einkommensdezile: jeweils 10% der Haushalte, aufsteigend sortiert nach Nettoäquivalenzeinkommen.

Ein zukünftiges Strommarktdesign muss daher eine **faire Verteilung der Kosten** zwischen den **Endverbrauchergruppen** vorsehen. Das bedeutet, dass ungerechtfertigte Privilegien für bestimmte Endverbraucher*innen (insb. Industrie) nicht über höhere Strompreise für die anderen Endverbraucher*innen finanziert werden. Das betrifft vor allem die Netzentgelte (siehe Kapitel 2.5). Außerdem muss ein zukünftiges Marktdesign berücksichtigen, dass **vulnerable Haushalte geschützt** werden, ohne dass Marktpreisanreize verzerrt werden. Kompensationszahlungen sollten daher vorrangig außerhalb des Strompreises geleistet werden.

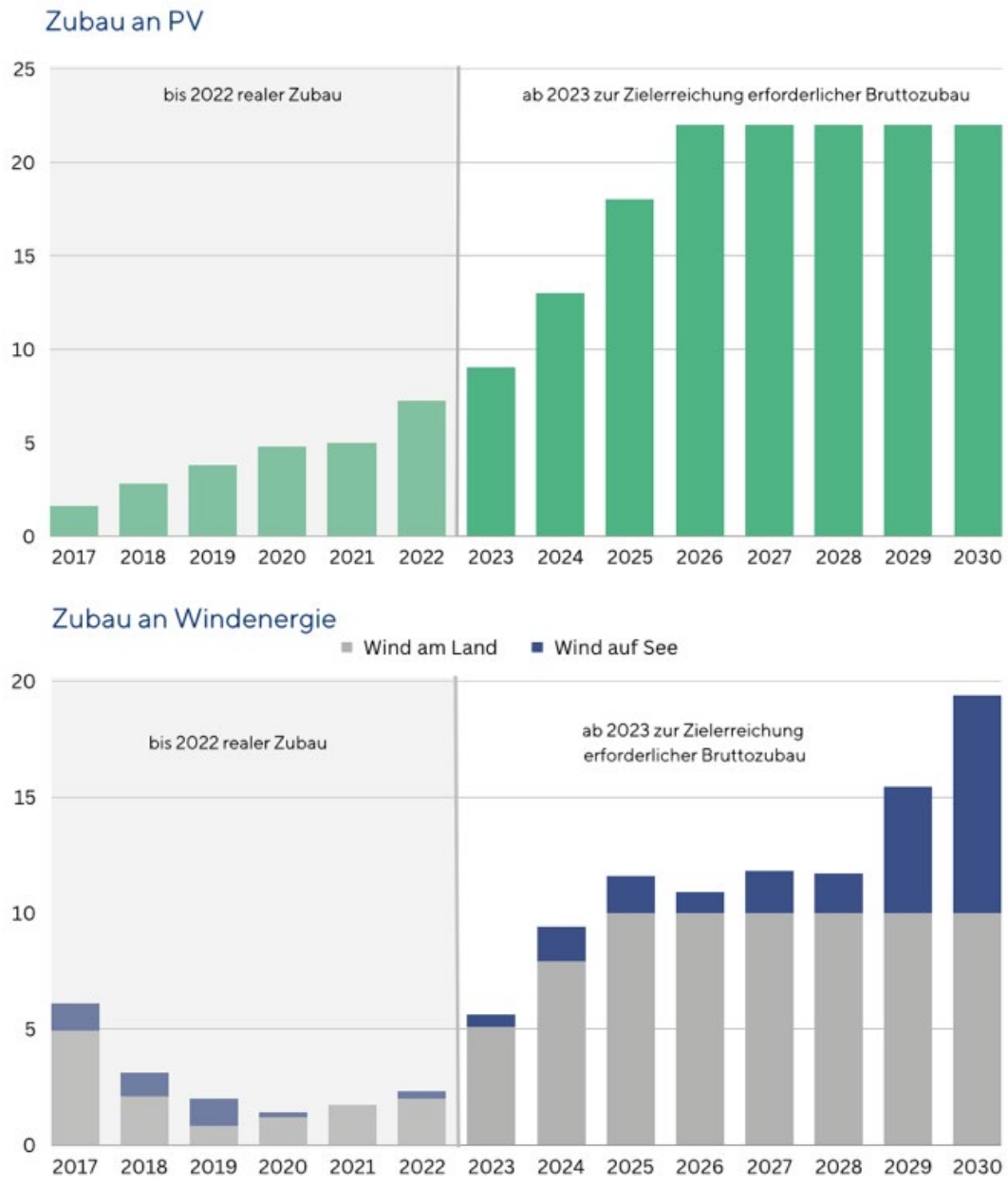
2.2 Einen Rahmen für die notwendigen Investitionen in die Dekarbonisierung bilden

Um die angestrebte Dekarbonisierung sowie EE-Ausbauziele zu erreichen, sind erhebliche **Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitäten wie Demand-Side Management und Speichertechnologien** erforderlich.

Bis 2030 soll der deutsche Bruttostromverbrauch zu **mindestens 80% aus erneuerbaren Energien** gedeckt werden. Im Jahr 2022 lag der Anteil erneuerbarer Energien jedoch lediglich bei 46,2%. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch muss sich also innerhalb von 10 Jahren fast verdoppeln. Erschwerend kommt hinzu, dass der Stromverbrauch in den nächsten Jahren ansteigen wird, insbesondere durch die Elektrifizierung der Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr sowie der geplanten Produktion von Wasserstoff. Laut Schätzungen wird der Stromverbrauch von 564 TWh auf bis zu 900 TWh im Jahr 2050 steigen (BMWK 2021)

Um den angestrebten Anteil erneuerbarer Energien auch bei steigendem Stromverbrauch zu realisieren, muss das Ausbautempo vervielfacht werden. Laut des DIW Ampelmonitors Energiewende müssten die Zahlen der PV-Installationen jährlich um das Dreifache, bei Windkraft an Land sogar um das Vierfache ansteigen (DIW 2022b).

Abbildung 11: Jährlich benötigter Zubau in GW



Quelle: (BMWK 2023d)

Sowohl der Ausbau erneuerbarer Energien als auch der Zubau notwendiger Netzkapazitäten und Speichertechnologien erfordern umfangreiche Investitionen. Studien von BDEW & EY (2023) und e.venture (2023) zufolge werden Investitionen in einer Größenordnung zwischen **600-800 Mrd. Euro** im **Zeitraum bis 2030** erforderlich sein.

- Der mit fast 500 Mrd. Euro größte Anteil daran entfällt auf den Ausbau der **Stromerzeugungskapazitäten mit Erneuerbaren Energien** (350 - 400 Mrd. Euro)

- Auch der Ausbau der **Stromübertragungsnetze** ist mit hohen Investitionen verbunden (126 Mrd. Euro)
- Weitere Investitionsbedarfe ergeben sich aus dem Aufbau der **Erzeugungskapazitäten für klimaneutrale Gase** (12 Mrd. Euro) sowie der Förderung der **E-Mobilität** im Rahmen des Ausbaus der öffentlichen Elektro-Ladeinfrastruktur (9 Mrd. Euro).
- Die verbleibenden 104-200 Mrd. Euro entfallen auf Investitionen in **Wärmeversorgung, Verteilnetze, Großbatteriespeicher, Gaskraftwerke** (einschließlich Kraftwärme-Kopplung (KWK), Hybrid-Kraftwerken und H2-Peaker), Gas-Rohrleitungen und Biogasanlagen.

Da diese Investitionen größtenteils von privatwirtschaftlichen Akteuren getätigt werden, ist ein solider Marktrahmen erforderlich.

Neben der Bereitstellung des notwendigen Kapitals müssen weitere Hemmnisse wie mangelnde Verfügbarkeit von Flächen und langsame Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie fehlende Facharbeitskräfte abgebaut werden (BDEW/EY 2022). Die Finanzierungsfrage ist essenziell. Eine ausbleibende Dekarbonisierung würde zudem zu höheren Kosten und zur hochgradig ungleichen Belastung der Verbrauchergruppen führen (siehe Kapitel 1.1).

2.3 Die Versorgungssicherheit garantieren

Ein wesentlicher Aspekt eines verbraucherfreundlichen und zukunftsfähigen Marktdesigns ist die Gewährleistung der **Versorgungssicherheit und Systemstabilität.**

In der Vergangenheit wurden erneuerbare Erzeugungstechnologien wenig zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit genutzt. Stattdessen wurden und werden fossile Kraftwerke in Reservemechanismen vorgehalten, welche die Versorgung auch in unvorhergesehenen Notfallsituationen absichern sollen (Bundesnetzagentur 2022b; Bundesnetzagentur 2022a). Auch zukünftig sind bisher in erster Linie Gaskraftwerke als steuerbare Reserven vorgesehen. Die Energiekrise aus dem letzten Jahr zeigte jedoch auf, dass auch die Abhängigkeit von fossilem Gas große Risiken mit sich bringt.

Das Ziel muss daher sein, die Abhängigkeit von fossilem Gas auch aus Gründen der Versorgungssicherheit schnellstmöglich zu reduzieren und neben der direkten **Substitution durch grünes Gas** auch andere technologische Lösungen zu nutzen. Hierbei sollten neben **Speichertechnologien** auch **Flexibilitätsoptionen,** bspw. Lastverschiebungen, stärker in Erwägung gezogen werden. Auch die **Sektorenkopplung** kann eine relevante Rolle spielen, um die Resilienz des Systems zu erhöhen, wenn ihre Potenziale umfassend in die Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Infrastrukturplanung einbezogen werden.

Eventuelle Finanzierungshilfen für fossile Reservekraftwerke, welche für den Übergang notwendig sind, müssen so ausgestaltet werden, dass keine fossilen Überkapazitäten entstehen und ein klarer Dekarbonisierungspfad Bedingung für Genehmigung und Betrieb der Anlagen ist (FÖS 2022).

2.4 Flexibilitäten im System schaffen und nutzbar machen

Aufgrund der volatilen Erzeugung vieler erneuerbarer Energien, wird die Flexibilitätsbereitstellung im Stromsystem immer wichtiger. In einem vollständig wetterabhängigen Erzeugungssystem gibt es Überschüsse und Defizite, welche durch die Nutzung von Flexibilitäten im System reduziert werden können.

Mit Flexibilitäten im Stromsystem sind Verhaltensanpassungen gemeint, die den Zeitpunkt des Verbrauchs an die Bedürfnisse des Systems (z.B. einen Überschuss an erneuerbarem Strom oder Netztransportkapazitäten) anpassen (Demand-Side Management, Lastverschiebung), sowie Technologien, die den Zeitpunkt des letztendlichen Verbrauchs des Stroms verschieben (z.B. Speicher).

So können Flexibilitäten die Residuallast, also temporäre Unterversorgung des Bedarfs, decken, und Überschüsse der Stromproduktion verwertbar machen. Auf diese Weise wird das System effizienter.

- Zu den Flexibilitätsoptionen zählen **Kurz- und Langfristspeicher**, beispielweise Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke. Die Produktion von **Wasserstoff** wird ebenfalls als Flexibilitätsoption gesehen, da sich die Produktion theoretisch zeitlich an die Stromproduktion anpassen ließe. Wasserstoff lässt sich außerdem besser speichern, da dieser gasförmig ist.
- Weitere Flexibilitätspotenziale liegen zusätzlich in der **Elektrifizierung von Nah- und Fernwärmenetzen** sowie der **Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung** in der Industrie.
- Zu den Verhaltensanpassungen zählen **Lastabschaltungen und Lastverschiebungen**. Der Fokus liegt dabei auf der Industrie, da hier sehr große Mengen Strom flexibilisiert werden können. In Haushalten ist flexibles Verhalten aber ebenfalls möglich (Demand-Side Response), z.B. unterstützt durch ein smartes Energy Management System. Insbesondere für Haushalte, die über **sogenannte flexible Verbraucher** (z.B. E-Auto Ladestation, Wärmepumpe) verfügen, sind flexible Verhaltensweisen denkbar und können so z.B. zur Netzentlastung beitragen. Auch Aggregationskonzepte, bei denen mehreren kleineren Anlagen zu Steuerungszwecken zusammengefasst werden, sind sinnvoll.

Bislang werden Flexibilitätspotenziale aber kaum gestärkt. Dafür fehlt es teilweise an den technischen Voraussetzungen des Systems zur sicheren, digitalen Kommunikation und Steuerung, sowie an intelligenten Messeinrichtungen für Haushalte.

Außerdem **fehlen Marktanreize,** um flexibles Verhalten anzuregen. Insbesondere bei den **Netzentgelten**, die einen hohen Anteil des Strompreises ausmachen, unterstützen die bestehenden Entgeltstrukturen mit den daraus resultierenden Anreizen die Erfordernisse der Energiewende nicht optimal (siehe nachfolgendes Kapitel). Als Anpassungsoptionen sind neben stärker leistungs- oder stärker energiebezogenen Entgelten auch **dynamische Netzentgelte** in der Diskussion (Löschel et al. 2023).

In einem verbraucherfreundlichen Marktdesign müssen diese Flexibilitätsoptionen gestärkt werden. Zum einen um die Kosten des Systems durch effiziente Nutzung der Ressourcen zu gewährleisten, zum anderen um Haushaltsverbraucher*innen selbst die Möglichkeit zu geben, ihre Ressourcen optimal und kosteneffizient zu nutzen. Die **Weiterentwicklung der Entgeltsystematik** spielt dabei eine wichtige Rolle.

2.5 Die Netzkosten gerecht verteilen

Da es sich bei den Netzbetreibern um natürliche Monopolisten handelt, werden die Netzkosten von der Bundesnetzagentur geprüft und sog. Erlösobergrenzen festgelegt. Gesetzliche Grundlage dafür ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Dadurch soll sichergestellt werden, dass einerseits auskömmliche Erlöse und finanzieller Spielraum für Investitionen in den Netzausbau vorhanden sind, andererseits die Netzbetreiber keine Monopolgewinne erzielen. Am System der Netzkostenermittlung gibt es Kritik, auf die in diesem Gutachten jedoch nicht näher eingegangen werden soll. Vielmehr steht die gerechte Verteilung der energiewendebedingten Netzausbaukosten im Fokus, d.h. die Refinanzierung dieser Kosten über die Netzentgelte.

Kostenallokation

Die Kosten für den Betrieb, für die Instandhaltung und den Ausbau der Stromnetze sowie netzdienlicher Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement, Netz- und Kapazitätsreserve sowie Regelenergie) werden von den Netzbetreibern über die Netzentgelte den Unternehmen auferlegt, die das Netz für die Stromlieferung in Anspruch nehmen. Diese geben die Kosten an ihre Kund*innen (also an die Endverbraucher*innen) weiter. Die Höhe der Netzentgelte hängt von verschiedenen Faktoren ab (vgl. u.a. Bundesnetzagentur 2022c).

- **Netzebene:** Da private Verbraucher*innen in der Regel als SLP-Kund*innen an die Niederspannung angeschlossen sind, zahlen sie höhere Netzentgelte als bspw. Industriekunden, die nur das Netz der Mittel- und Hochspannungsebene nutzen und damit keine Verteilnetzkosten verursachen.

Ermittlung und Höhe der Netzentgelte

Die Entgeltermittlung erfolgt unter Anwendung eines sogenannten transaktionsunabhängigen Punktmodells (§ 15 Abs. 1 StromNEV). Das bedeutet, dass es unerheblich ist, von welcher Erzeugungseinheit der Strom an den jeweiligen Verbraucher geliefert wird. Die Kosten werden nach dem Prinzip der unterstellten Gleichzeitigkeit der Netznutzung (§ 16 StromNEV) in einen Leistungs- sowie einen Arbeitspreis je Letztverbrauchergruppe aufgeteilt (§ 17 StromNEV). In Abhängigkeit davon, ob der Lastverlauf über RLM (registrierende Leistungsmessung) gemessen oder über SLP (Standardlastprofile für private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleitungen (GHD)) geschätzt wird, ergeben sich unterschiedliche Verhältnisse zwischen Leistungs- (bzw. Grund-) und Arbeitspreisen.

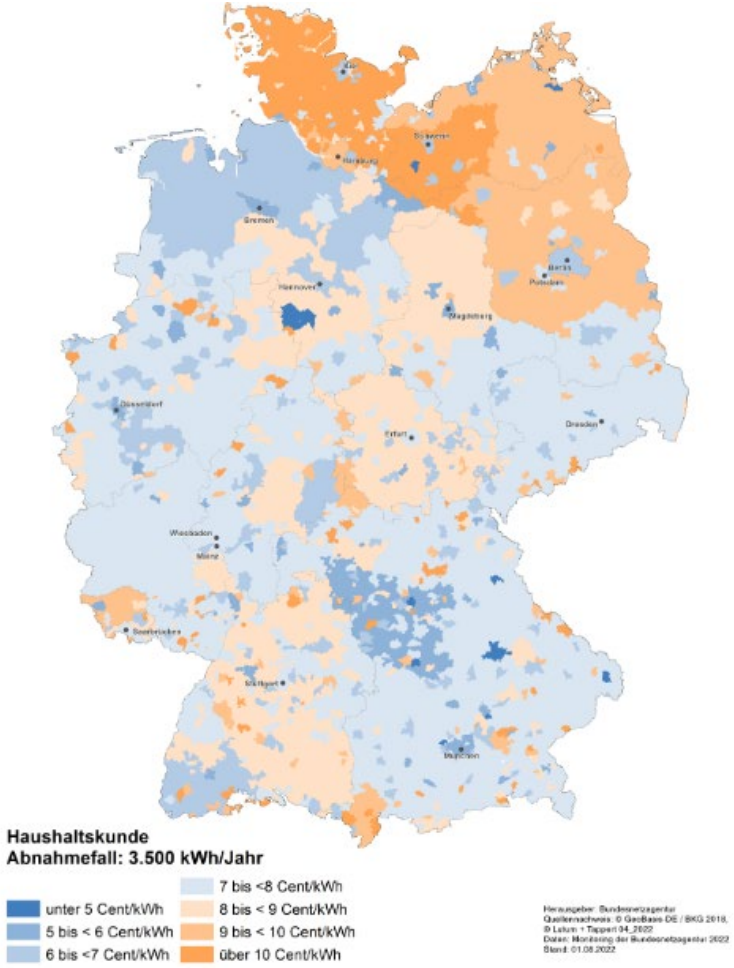
Die Netzentgelte für auf der Niederspannungsebene angeschlossene Kund*innen enthalten anteilig die Netzentgelte aus den höheren Spannungsebenen. Dadurch sind sie höher als auf der Mittel- und Hochspannungsebene. Da die Kund*innen der nachgelagerten Netzebenen auch die vorgelagerten Netzebenen nutzen, werden sie an den entsprechenden Kosten beteiligt. Umgekehrt zahlt ein am Hochspannungsnetz angeschlossener Stromkunde nur die Kosten der Höchst - und Hochspannungsebene

- **Anzahl Netznutzer:** Die Netzentgelte auf Verteilnetzebene hängen daher u.a. davon ab, auf wie viele Netznutzer*innen die Kosten aufgeteilt werden können (Besiedelungsdichte). In dünn besiedelten Gebieten müssen die Netzkosten auf weniger Nutzer*innen verteilt werden und sind demnach für jede*n einzelne*n Verbraucher*in höher.

- **Privilegierungen:** Bestimmte Verbrauchergruppen zahlen geringere Netzentgelte (**Sondernetzentgelte nach §19 Abs. 2 StromNEV**, insb. Industrie bzw. Großverbraucher). Dies führt dazu, dass nicht-privilegierte Verbrauchergruppen (insb. private Haushalte, GHD) höhere Anteile an den Kosten tragen, als wenn die Kosten auf alle gleich verteilt wären. Die Netzbetreiber haben zudem die Möglichkeit, reduzierte Netzentgelte für sog. **steuerbare Verbrauchseinrichtungen** nach §14a EnWG anzubieten (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, E-Mobile)
- **Aufteilung auf Grund- und Arbeitspreis:** Je nachdem, in welchem Verhältnis der zuständige Netzbetreiber die Kosten auf den Arbeits- und/oder den Leistungspreis (Grundpreis) umlegt, werden Kund*innen mit niedrigeren Stromverbräuchen (wie private Haushalte) benachteiligt, da sie durch einen höheren Grundpreis pro kWh stärker belastet sind als Kund*innen mit höheren Stromverbräuchen. In den letzten Jahren sind insbesondere die Grundpreise bei SLP-Kund*innen gestiegen. So ist eine Tendenz zu erkennen, dass Netzkosten bei SLP-Kund*innen stärker über Grundpreise umgelegt werden, als über Arbeitspreise (Verbraucherzentrale Bundesverband 2018).
- **Integration der erneuerbaren Energien:** Entscheidend ist darüber hinaus auch der Umfang der in das Netz zu integrierenden erneuerbaren Energien inkl. Einspeisemanagement (Bundesnetzagentur 2022c). Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt bisher asymmetrisch, besonders in ländlichen Regionen. Die energiewendebezogenen Kosten tragen damit zu einem größeren Anteil die Netznutzer*innen, die in diesen Gebieten mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien wohnen (Agora Energiewende/RAP 2018). Daher gibt es Forderungen nach einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte, wie es bereits für die Übertragungsnetzentgelte der Fall ist (vgl. Tagesspiegel Background Energie & Klima 2023). Letztere wurden seit 2019 stufenweise vereinheitlicht und sind seit dem 1. Januar 2023 überall gleich hoch.

Im Ergebnis zeigen sich dadurch nicht nur sehr unterschiedliche Netzentgelte je nach Verbrauchergruppe (siehe Abbildung 13), sondern auch auf Ebene der Haushalte Unterschiede je nach Netzgebiet (siehe Abbildung 12). In den Regionen mit den höchsten Netzentgelten liegen diese mehr als doppelt so hoch, wie in den Regionen mit den niedrigsten Entgelten.

Abbildung 12: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskund*innen, 2022



Quelle: (Bundesnetzagentur 2022c)

Finanzierung der zusätzlichen Kosten über den Strompreis oder per Steuerfinanzierung?

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert zusätzliche Investitionen in den Ausbau der Netze. Schätzungen gehen davon aus, dass allein für den Ausbau der Übertragungsnetze Investitionen von 126 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 nötig sind (BDEW/EY 2023).

Diese (oder andere) Kosten können bisher über die Netzentgelte auf den Strompreis gewälzt oder alternativ aus dem Bundeshaushalt finanziert werden[3].

Eine (teilweise) Steuerfinanzierung energiewendebedingter Kosten wurde bisher vor allem im Zusammenhang mit der EEG-Umlage diskutiert (enervis 2016; FÖS/Klinski 2018). Diesen Weg hat der Gesetzgeber schließlich bei den Differenzkosten der EEG-Umlage gewählt. Seit dem 1. Juli 2022 wurde die Umlage auf null gesenkt und zum 1. Januar 2023 vollständig abgeschafft. Der Finanzierungsbedarf wird künftig durch den

[3] Eine rechtliche Beurteilung der Herausnahme bestimmter Kostenbestandteile erfolgt im Rahmen dieses Gutachtens nicht.

Bund ausgeglichen. Mit **Zuschüssen** hat der Bund auch den **Anstieg der Übertragungsnetzentgelte** im Rahmen der Entlastungspakete zur Energiepreiskrise gebremst. Eingeplant sind dafür bis zu 13 Mrd. Euro (Bundesregierung 2022c).

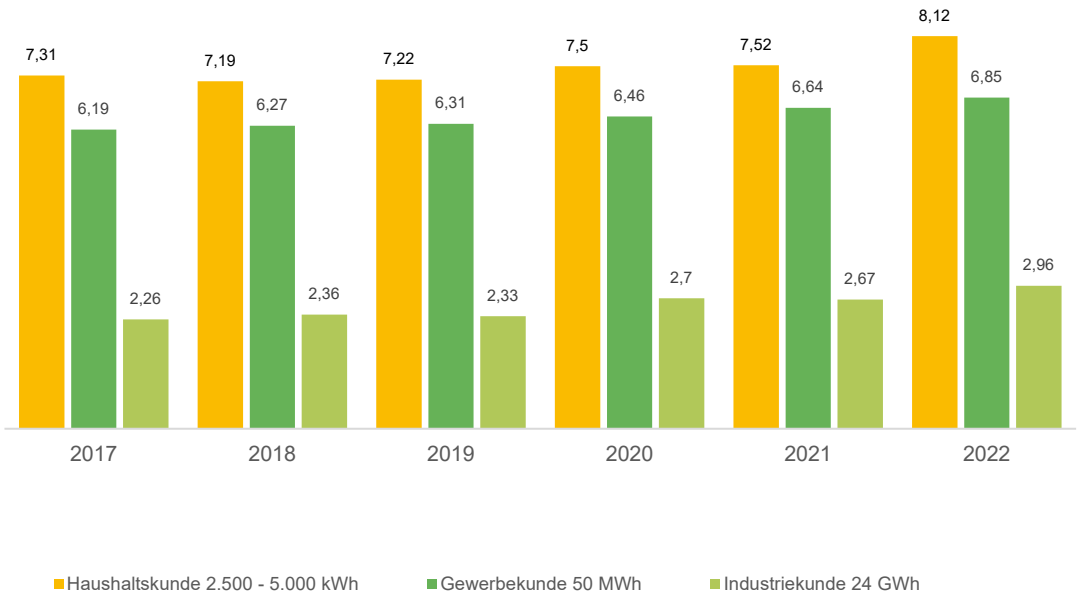
Im Folgenden werden die Auswirkungen von zwei Optionen verglichen. Option 1 geht davon aus, dass die Kosten weiterhin über die Netzentgelte refinanziert werden und es auch keine Änderungen in der Netzentgeltsystematik (Verteilschlüssel) gibt. Option 2 sieht dagegen eine Finanzierung über den Bundeshaushalt vor.

Option 1: Wälzung der zusätzlichen Netzausbaukosten auf den Strompreis

Werden die zusätzlichen Netzkosten über die Netzentgelte refinanziert, so führt dies zu einem hohen Beitrag der privaten Haushalte im Vergleich zu anderen Letztverbrauchergruppen:

- Daten der Bundesnetzagentur (siehe Abbildung 13) zeigen, dass die Netzentgelte für Haushaltskund*innen im Durchschnitt mit **8,12 Cent/kWh** im Jahr 2022 fast **dreimal** so hoch sind wie für Industriekund*innen.

Abbildung 13: Entwicklung der Netzentgelte nach Verbrauchergruppen im Vergleich in Cent/kWh

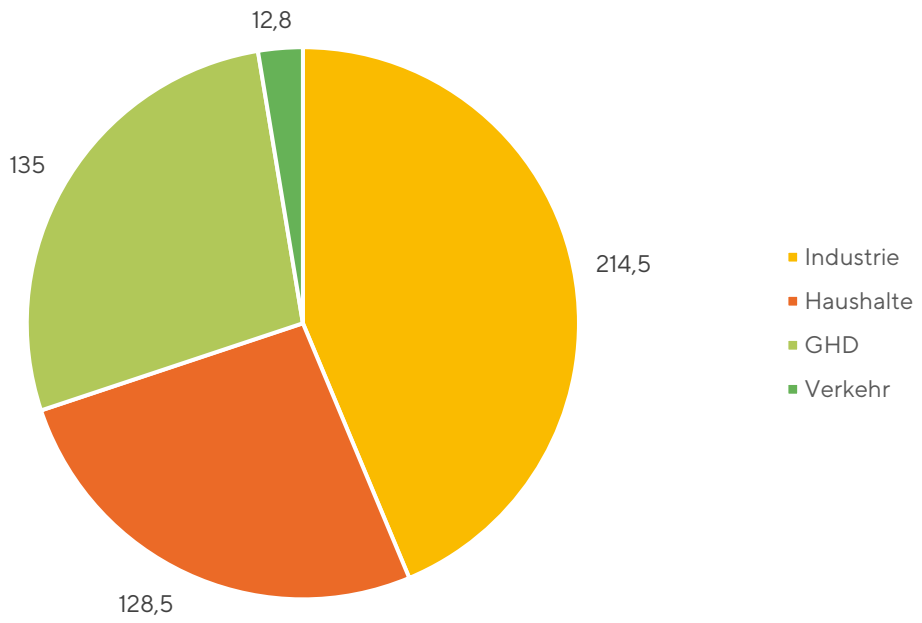


Quelle: (Bundesnetzagentur 2022c)

- Die Privilegierungen im Rahmen der Sondernetzentgelte für die Industrie betrugen im Jahr **2021** fast **1,1 Mrd. Euro** (Bundesnetzagentur 2022c).
- Zu den Anteilen der Verbrauchergruppen (private Haushalte; GHD; Industrie) am Netzentgeltaufkommen liegen uns keine öffentlich zugänglichen Daten vor. Aufgrund der Netzentgeltsystematik und Anschluss auf Niederspannungsebene (Verteilnetze) zahlen private Haushalte (und GHD) jedoch einen größeren Anteil der Netzentgelte als es ihrem Stromverbrauch entspricht. Legt man – sehr vereinfacht – die durchschnittlichen Netzentgelte (siehe Abbildung 13) zugrunde und den Stromverbrauch je Verbrauchergruppe (siehe Abbildung 14) so ergibt sich ein Anteil

am Aufkommen von 40%, während private Haushalte lediglich für 26% des Stromverbrauchs verantwortlich sind.

Abbildung 14: Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen, 2022 (Mrd. kWh)



Quelle: eigene Darstellung nach (BDEW 2022b))

Option 2: Finanzierung über den Bundeshaushalt

Wird über den Bundeshaushalt finanziert, bestehen prinzipiell mehrere Möglichkeiten:

- Finanzierung allgemein aus dem Haushalt
- Erhöhung bestehender Steuern[4] oder
- Nutzung von Einnahmen aus der CO_2-Bepreisung (wie im Falle der Finanzierung der EEG-Kosten).

Es ist anzunehmen, dass die künftigen Kosten nicht allgemein aus dem Bundeshaushalt finanziert werden können, ohne Steuern zu erhöhen, da für zusätzliche „neue“ Ausgaben kein fiskalischer Spielraum besteht.[5] Somit verbleiben die beiden letztgenannten Möglichkeiten.

Bei einer Steuererhöhung hängen die Auswirkungen davon ab, welche Steuern angehoben werden.

- **Anhebung Stromsteuer:** Aufgrund zahlreicher Vergünstigungstatbestände für die Industrie tragen die privaten Haushalte einen überproportionalen Anteil der Steuerlast. Während sie für lediglich ca. 26% des Stromverbrauchs verantwortlich sind

[4] Auch wenn Steuern keiner Zweckbindung unterliegen (Non-Affektionsprinzip), gibt es dennoch häufig ein politisches „Earmarking“ bzw. bei der Energiesteuer auf Kraftstoffe auch eine explizite Verankerung der Finanzierungsaufgabe.

[5] Angesichts der Diskussion um den Bundeshaushalt 2024 und der Steuerschätzung für die nächsten Jahre ein wahrscheinliches Szenario.

(siehe Abbildung 14), tragen sie Schätzungen zufolge etwa 40% des Stromsteueraufkommens (FÖS/Energy Brainpool 2018). Eine Finanzierung über eine Anhebung der Stromsteuer hätte also voraussichtlich die Wirkung, dass die Belastung im Saldo je kWh für die Verbraucher*innen höher ausfällt.

- Eine **Anhebung der Mehrwertsteuer** würde Verbraucher*innen stark belasten, da sie als Endverbraucher*innen (neben der öffentlichen Hand als Konsument) letztlich die Steuerlast vollständig tragen. Die Mehrwertsteuer ist auch in besonderem Maße regressiv, da der Anteil der Konsumausgaben im Verhältnis zum Haushaltseinkommen bei niedrigen Einkommen besonders hoch ist (DIW 2017).
- Die **Einkommensteuer** belastet ausschließlich natürliche Personen. Sie belastet damit alle Verbraucher*innen. Die Verteilungswirkung bei den privaten Haushalten hängt von der konkreten Ausgestaltung ab. Grundsätzlich ist die Einkommenssteuer progressiv, sodass höhere Einkommen stärker belastet werden als niedrige. Eine Erhöhung könnte jedoch auch so umgesetzt werden, dass z.B. der Eingangssteuersatz steigt, während die anderen Progressionsstufen unverändert bleiben. In dem Fall würde die Steuerlast für alle Einkommen über dem Grundfreibetrag um den gleichen Betrag steigen. Die Steuererhöhung wäre dadurch regressiv. Wird dagegen der Spitzensteuersatz oder die sog. Reichensteuer erhöht, werden lediglich hohe bzw. sehr hohe Einkommen belastet.
- **Unternehmenssteuern** wie die Körperschaftsteuer belasten die privaten Verbraucher*innen dagegen nicht unmittelbar[6]. Eine Gegenfinanzierung über höhere Unternehmenssteuern würde Verbraucher*innen somit entlasten. Auf Bundesebene kommt dafür die Körperschaftsteuer in Betracht.

Werden Stromkosten aus den Einnahmen der CO_2-Bepreisung[7] finanziert (wie bei der Absenkung der EEG-Umlage der Fall) führt dies zu einer Kostenverschiebung zugunsten v.a. der Industrie. Das Ausmaß hängt davon ab, in welchem Umfang die Industrie sowohl bei den (bisherigen) Strompreisbestandteilen als auch der CO_2-Bepreisung von Ausnahmen profitiert.

Beispiel EEG-Umlage

Während private Haushalte rund ein Drittel der EEG-Umlage finanzierten, verbrauchen sie tendenziell einen höheren Anteil der fossilen Brennstoffe (BMWi 2020) und tragen etwa 50% des Aufkommens aus der CO_2-Bepreisung (FÖS et al. 2022). Im Ergebnis ist die Entlastung durch den Wegfall der EEG-Umlage niedriger als die Mehrbelastung durch die CO2-Bepreisung, welche die Umlage finanziert (vgl. FÖS 2021).

Schlussfolgerungen

Die Verbraucher*innen (private Haushalte) werden bisher – gemessen an ihrem Stromverbrauch – überproportional an den Netzkosten beteiligt. Das liegt zum einen an einer (verursachergerechten) Wälzung von Kosten höhergelagerter Netzebenen auf die Niederspannungsebene (Verteilnetze), an welche die privaten Haushalte angeschlossen sind. Zum anderen bestehen jedoch Privilegierungen der Industrie sowie bspw. höhere Entgelte in Regionen mit hohem EE-Zubau. Zusätzliche Kosten der Netzbetreiber für den

[6] Können jedoch ebenfalls überwälzt werden, vgl. (Bach et al. 2017).

[7] des nationalen Emissionshandels für nicht dem EU-ETS unterliegenden Emissionen (BEHG)

Ausbau der erneuerbaren Energien führen damit – ohne Änderungen bei der Netzentgeltsystematik – auch weiterhin zu einer überproportionalen Belastung von Verbraucher*innen.

Eine Steuerfinanzierung der zusätzlichen Kosten der Netzbetreiber für den Ausbau der erneuerbaren Energien führt jedoch nicht automatisch zu einer gerechteren Verteilung. Hier hängen die Wirkungen davon ab, welche staatliche Einnahmen zur Gegenfinanzierung herangezogen werden:

- Die Nutzung von Einnahmen aus der **CO_2-Bepreisung** hat **tendenziell ungünstigere sektorale Verteilungswirkungen** zur Folge. Verbraucher*innen werden stärker belastet als bisher über die Netzentgelte.
- Bei der **Stromsteuer** dürfte die Wirkung **ähnlich** zu der einer Finanzierung über die Netzentgelte sein.
- Die **Mehrwertsteuer** belastet ausschließlich den Endkonsum und ist zudem in hohem Maße regressiv. Eine Anpassung des Steuersatzes zur Gegenfinanzierung ist daher aus Verbrauchersicht äußerst problematisch.
- Die **Einkommensteuer** belastet ebenfalls ausschließlich natürliche Personen. Hier lässt sich jedoch durch eine Anhebung des Spitzensteuersatzes bzw. der Reichensteuer eine Belastung von niedrigen und mittleren Einkommen vermeiden.
- Aus Verbrauchersicht am vorteilhaftesten wäre eine Gegenfinanzierung über die Anhebung von **Unternehmenssteuern**, wobei auch hier eine Wälzung über die Produktpreise erfolgen und somit als Zweitrundeneffekt zu einer Belastung von Verbraucher*innen führen kann.

Die beste Lösung erscheint daher aus unserer Sicht, die Netzkosten weiterhin über die Netzentgelte zu wälzen, zumal damit positive Effizienzanreize verbunden sind und die Netzentgelte auch im Stromsystem eine wichtige Funktion einnehmen können (v.a. hinsichtlich der Flexibilisierung der Nachfrage, vgl. Kapitel 2.4).

Wichtig ist neben einer stärker systemdienlichen Ausgestaltung der Netzentgelte eine „faire“ Verteilung. Folgende Elemente sollten bei einer Reform Berücksichtigung finden:

- Abbau der Sondernetzentgelte nach §19 StromNEV
- Vereinheitlichung der Netzentgelte über die Harmonisierung der Übertragungsnetzentgelte hinaus (Agora Energiewende/RAP 2018)
- Dynamisierung von Netzentgelten, um EVUs größere Spielräume beim Anbieten zeitvariabler Tarife zu ermöglichen (vgl. Agora Energiewende 2021).

2.6 Ein aussagekräftiges System zur Transparenz über die Herkunft des Stroms

Das Einheitspreisverfahren unterschlägt, dass es neben der zeitlichen Volatilität auch **regionale Faktoren** gibt, welche die tatsächliche **Nutzbarkeit und den Wert des Stroms für das System** beeinflussen. Am Markt selbst spielt die Herkunft des Stroms keine Rolle, daher gibt es zur Vermarktung bestimmter Produkte **Herkunftsnachweise (HKN) und Regionalnachweise (RN)** welche zusätzlich zum Strom gehandelt werden können.

Was sind Herkunftsnachweise?

Bei einem HKN handelt es sich um ein elektronisches Dokument, welches die erneuerbare Herkunft des Stroms bescheinigt. Da an der Strombörse jeder Strom rechtlich als „Graustrom“ gilt, sind separat gehandelte HKN die einzige Möglichkeit die „grüne“ Herkunft von Strom nachzuweisen, um letztendlich „Grünstromtarife“ anbieten zu können. Durch HKN soll sichergestellt werden, dass die gleiche Menge an erneuerbar produzierten Strom nur einmal verkauft wird. HKN „entstehen“ nur für Grünstrom, welcher nicht bereits über das EEG vergütet wird, also zum Beispiel für Strom aus PPA-Anlagen. Bei EEG-geförderten Anlagen wird angenommen, dass die „ökologische Eigenschaft“ bereits durch die Vergütung des EEG von der Allgemeinheit erworben wurde (Doppeltvermarktungsverbot).

Ein Herkunftsnachweis wird vom Umweltbundesamt für jede (nicht EEG-vergütete) produzierte Megawattstunde EE-Strom ausgestellt (UBA 2013). Diesen Nachweis kann dann der Anlagenbetreiber unabhängig vom eigentlichen Strom, der ins Netz eingespeist wird, verkaufen.

Der Verkauf der Herkunftsnachweise soll eine zusätzliche Einnahmequelle für die EE-Anlagenbetreiber darstellen. Der europaweite Handel der HKN verhindert jedoch, dass sie gezielte Anreize für den EE-Ausbau in bestimmten Regionen setzen können und sie geben oft keine Auskunft darüber, wo der Strom geographisch herkommt. Die Preise für Herkunftsnachweise sind aufgrund des großen Angebots an kostengünstigen Herkunftsnachweisen aus Skandinavien und anderen Ländern oft sehr niedrig (Madlener 2020). Dies hat zur Folge, dass Stromlieferanten und Industriebetriebe, die einen bestimmten Anteil an Grünstrom ausweisen möchten oder müssen, dies zu deutlich geringeren Kosten tun können, als es erforderlich wäre, um die entsprechende Menge an Grünstrom tatsächlich in Deutschland zu produzieren. Graustrom kann auf diese Weise in großen Teilen billig „grüngewaschen“ werden (Next Kraftwerke AT).

Durch den überregionalen Handel werden so die Unterschiede in der regionalen Wertigkeit von EE-Ausbau unterschlagen.

HKN erhalten im Zuge des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft wachsende Beachtung. Entsprechende Nachweise für den zur Elektrolyse eingesetzten Strom könnte die Erzeugung von grünem Wasserstoff belegen. An dieser Stelle eröffnen sich jedoch die gleichen Problematiken der ökologischen Integrität wie im Ökostrombereich (ContextCrew 2023a).

Neben den Herkunftsnachweisen gibt es seit dem Jahr 2021 Regionalnachweise.

Was sind Regionalnachweise?

Regionalnachweise zeigen an, dass der vom Stromhändler verkaufte Strom in Anlagen im Umkreis von 50 km des Postleitzahlgebiets der Verbraucher*innen produziert wurde. Über das Regionalnachweisregister können sich damit Betreiber einen Nachweis für jede kWh erstellen lassen.

Dieser Nachweis wird dann entlang der Stromlieferkette gehandelt, sodass Stromlieferanten die Nachweise in ihr Portfolio aufnehmen können. Sobald der Strom abgenommen wurde, werden die Nachweise entwertet.

Im Gegensatz zu Herkunftsnachweisen werden Regionalnachweise für Strom aus geförderte EE-Anlagen erstellt.

Regionalnachweise sollen so Transparenz und Akzeptanz fördern. So können Stromlieferanten beispielsweise durch Kennzeichnung konkreter Energieanlagen, aus denen der Strom der Kund*innen stammt, einen direkten Bezug zwischen Verbraucher*innen und der lokalen Energiewende schaffen (UBA 2022). Ziel ist es so die Bereitschaft der Verbraucher*innen zu steigern, einen Aufpreis für regional produzierten Strom zu zahlen (Wallbott et al. 2021).

In der Praxis wird das System jedoch wenig genutzt. Ein Grund dafür ist die mangelnde Nachvollziehbarkeit des Systems in Verbindung mit dem Herkunftsnachweissystem für Endkundenprodukte. Denn Regionalnachweise aus geförderten regionalen Anlagen reichen nicht aus, um Grünstrom auszuweisen. Betreiber, die „100% Ökostrom“ verkaufen möchten, füllen dementsprechend die Anteile des regional produzierten Stroms meist mit Herkunftsnachweisen ausländischer Energieanlagen auf, weil letztere nur für nicht vom EEG geförderte Energieanlagen ausgestellt werden. Dies widerspricht der Förderung regional erzeugter Energie und ist für Endkund*innen schwer nachvollziehbar. Außerdem wird die hohe Komplexität und der bürokratische Aufwand bemängelt, welcher insbesondere Betreiber kleinerer Anlagen benachteiligt (Lehmann et al. 2020; Next Kraftwerke 2021).

In einem zukunftsfähigen System müssen klare und aussagekräftige Zertifizierungsstandards zur Einhaltung der Dekarbonisierungsziele, z.B. in der Industrie und zur Herstellung von grünem Wasserstoff, geschaffen werden. Dazu müssen Methoden für Zertifizierungsinhalte entwickelt werden, welche die CO_2 Emissionen aus vorgelagerten Prozessketten abbilden. Diese Standards sollten auch für die Sichtbarkeit der regionalen Wertigkeit sorgen, denn diese ist wichtig, um systemische Effizienzen zu heben und Identifikation und Teilhabe zu fördern.

3. VORSCHLÄGE DER EU FÜR EIN ZUKÜNFTIGES MARKTDESIGN

Um Verbraucher*innen zu schützen, einen stabilen Rahmen für die Dekarbonisierung zu schaffen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, schlägt die **EU-Kommission** Änderungen an den Europäischen Regeln des Strommarktes vor (Europäische Kommission 2023).

Um Preisschwankungen am Kurzfristmarkt auszugleichen, sollen Langfristverträge, insbesondere **Power Purchase Agreements (PPAs)**, eine zentralere Rolle einnehmen. Um die Liquidität am Europäischen Terminmarkt zu erhöhen, sollen PPAs in der gesamten EU gefördert werden. So könnten Verbraucher*innen besser vor Preisfluktuationen am Kurzfristmarkt geschützt werden. Der EU-Vorschlag sieht dafür vor, regionale Referenzpreise einzuführen, um die Preistransparenz zu erhöhen. Außerdem sollen Netzbetreiber verpflichtet werden, Übertragungsrechte für mehr als ein Jahr zu gewähren, damit sie, wenn ein Terminkontrakt zwischen Parteien über Regionen oder Grenzen hinweg geschlossen wird, die Übertragung des Stroms gewährleisten können und dafür vom Staat abgesichert werden.

Nationale Fördersysteme, um den Ausbau erneuerbarer Energie voranzubringen, sollen in Zukunft einen **zweiseitigen Finanzfluss** vorsehen (zweiseitiger Differenzvertrag), **Contracts for Difference.** Dies würde eine Abkehr vom jetzigen Marktprämienmodell in Deutschland bedeuten. Aktuell werden erneuerbare Energien durch die Marktprämie gegen niedrige Erlöse abgesichert, im Falle von hohen Preisen dürfen Profite aber einbehalten werden. Ein zweiseitiger Differenzbetrag würde einen Höchstwert für Gewinne am Strommarkt vorsehen. Bei übermäßigen Gewinnen am Strommarkt würden diese dann automatisch abgeführt werden.

Der Vorschlag soll für neuerrichtete Stromerzeugungsanlagen gelten, für Investitionen ins Repowering und zur Erweiterung bestehender Stromerzeugungsanlagen sowie für Investitionen zur Verlängerung der Lebensdauer.

Die durch die Rückführung der Gewinne generierten Einnahmen sollen, laut Kommissionsvorschlag, dann so kanalisiert werden, dass alle Stromverbraucher*innen im Verhältnis zu ihrem Verbrauch unterstützt werden, um die **Auswirkungen der hohen Preise abzumildern.**

Mit den vorgeschlagenen Änderungen am Strommarkt sollen Investitionen in erneuerbare Energien weiterhin sichergestellt werden, für stabile Einnahmen für Anlagenbetreiber sorgen und die Kapitalkosten verringern. Gleichzeitig können den Verbraucher*innen stabile Preise angeboten werden.

Der EU Vorschlag sieht außerdem vor, die Fähigkeiten der Regulierungsbehörden auszuweiten, um Transparenz und Wettbewerb zu stärken und Flexibilitätspotenziale auszubauen (Europäische Kommission 2023)

3.1 Contracts for Difference

Für erneuerbare Energien werden **Contracts for Difference (CfD)**, auch symmetrische Marktprämie, zweiseitig-gleitende Prämie oder Differenzvertrag genannt, bereits unter anderem in UK und Frankreich genutzt. Sie sichern Projektentwickler gegen niedrige Strompreise und Stromverbraucher*innen gegen hohe Strompreise ab.

Was sind Contracts for Difference?

Ein CfD ist ein **Finanzinstrument**, das dazu dient, Abnehmer und Verkäufer gegen volatile oder unsichere Preise abzusichern. Bei einem CfD-Vertrag wird ein bestimmter Preis („strike price“) für einen bestimmte Zeitraum festgelegt.

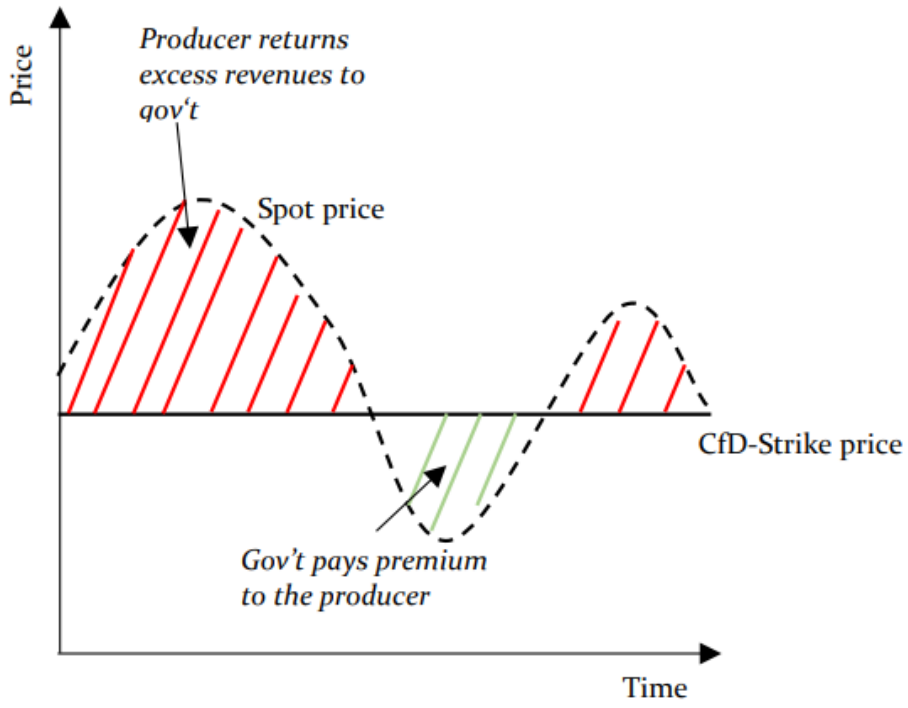
CfDs können genutzt werden, um jegliche Investitionen (z.B. Carbon Contracts for Difference für Investitionen in die Dekarbonisierung der Industrie) zwischen jeglichen Akteuren abzusichern. In der Regel geht man jedoch bei der Nutzung von CfDs als Förderinstrument für erneuerbare Energien, von einem Vertrag zwischen einem/r privaten Akteur*in und der Regierung aus (Public CfDs).

Bei der **Ausgestaltung** von CfDs gibt es **eine große Varianz**. Im Kern des CfDs-Mechanismus liegt aber die Festlegung eines „strike price“ vor Beginn eines Projektes. Dieser kann, so wie im aktuellen Marktprämienmodell auch, durch Ausschreibungen ermittelt werden. Der ermittelte strike price gilt dann für einen festgelegten Zeitraum, bspw. für 20 Jahre. Während dieser 20 Jahre verkauft der Betreiber der Anlage den produzierten Strom, wie im aktuellen System auch, am Großhandelsstrommarkt.

Wenn der durchschnittliche Strompreis, der spezifisch für diese Technologie ist in einem bestimmten Referenzzeitraum, vergleichbar mit dem Monatsmarktwert, unter dem CfD strike price liegt, erhält der Anlagenbetreiber die Differenz zum strike price als zusätzliche Zahlung. So sichert der Staat den Produzenten von erneuerbaren Energien einen gesicherten Erlös pro MWh zu.

Soweit entspricht das System der jetzigen EEG-Marktprämie. Abweichend vom jetzigen Modell, werden jedoch Zahlungen vom Anlagenbetreiber an den Staat bzw. die Stromabnehmer geleitet, wenn der Strompreis über dem CfD-Preis liegt.

Abbildung 15: Preisabsicherungsfunktion eines CfDs



Quelle: (Schlecht et al. 2022)

Durch die symmetrischen Absicherungen sind nicht nur Investitionen abgesichert, auch der Staat bzw. die Stromverbraucher*innen sind vor hohen Strompreisen geschützt (DIW 2019).

CfDs eignen sich daher gut als Instrument zur Risikoabsicherung bei Investitionen. Außerdem verhindern sie, dass die Risiken niedriger Strompreise sozialisiert, die Profite hoher Strompreise aber privatisiert werden.

Fallbeispiel: CfDs in UK

In der UK werden CfDs bereits seit 2014 als Fördermaßnahme für Großprojekte im Bereich der erneuerbaren Energien genutzt (UK Goverment 2022). Die CfDs ermöglichen es den Projektentwicklern zu niedrigeren Zinssätzen Geld zu leihen. Dies zieht neue Marktteilnehmende an, die den Wettbewerb verstärken und dazu beitragen, die Kosten zu senken. Eine attraktive Investitionslandschaft hat in Verbindung mit technologischen Fortschritten und Skaleneffekten dazu geführt, dass die öffentlichen Kosten der CfDs im Vereinigten Königreich pro Kilowatt im Laufe der Jahre erheblich gesunken sind. Zwischen der ersten Ausschreibungsrunde in 2016 und der letzten in 2022 sank der strike price von 120 GBP auf 46 GBP pro MWh (RenewableUK 2022).

Das CfD-Modell in UK hat folgende Elemente:

- Der strike price wird durch ein **Auktionsverfahren** festgelegt. Die Auktion findet versiegelt statt und das Gebot enthält den Preis, den der Erzeuger angibt, um das Projekt rentabel zu machen. Der britische Netzbetreiber National Grid führt die Auktionen durch und ordnet die Gebote. Dabei werden die günstigsten Gebote angenommen, bis die Budget- oder die Kapazitätsobergrenzen erreicht sind. Das verschlossene Gebot für das teuerste akzeptierte Projekt legt den strike price für alle erfolgreichen Bieter fest (Einheitspreis). Der strike price gilt für die gesamten Vertragslaufzeit - derzeit 15 Jahre - und wird jährlich an die Inflation angepasst (Canadian Climate Institute 2023).
- Die abgegebenen Gebote dürfen den **technologie-spezifischen Höchstpreis** nicht überschreiten. Im Jahr 2023 liegt dieser bei 47 GBP/MWh für PV und bei 116 GBP/MWh für Floating Wind (Secretary of State for Energy Security and Net Zero 2023). Für die letzte Auktionsrunde, welche im Juli 2022 endete, lag der administrative Höchstpreis für PV ebenfalls bei 47 GBP/MWh, der erzielte strike price lag bei 45,99 GBP/MWh (Allocation Round Resouce Portal 2023; TaiyangNews 2022).
- Zur **Abwicklung** der Verträge hat die Low Carbon Contracts Company, ein Unternehmen im Besitz der Regierung, das zuständige Mandat (UK Goverment 2022).
- Die CfD-Zahlungen werden zunächst durch eine gesetzliche **Abgabe** der Stromversorger finanziert. Anschließend werden diese Kosten dann über die Stromrechnungen an die Haushalte und Unternehmen weitergegeben.

Vor- und Nachteile von CfDs, sowie Ausgestaltungsoptionen

Inwieweit CfDs ein geeignetes Instrument für die Förderung erneuerbarer Energien sind, wird kontrovers diskutiert. Sie bieten eine Reihe von Vorteilen, können aber auch Nachteile mit sich bringen.

Vorteile von CfDs

- Relevanz des Strommarktes für Wirtschaft und Verbraucher*innen.

Da der Energiemarkt von essenzieller Bedeutung für alle Verbrauchergruppen ist, argumentieren Expert*innen, dass es gerechtfertigt ist, stärker in das Marktgeschehen einzugreifen (DIW 2022a). Auch zukünftig gibt es ein Risiko für Turbulenzen auf dem Energiemarkt. Die Notwendigkeit, das Energiesystem zu dekarbonisieren und die fatalen Konsequenzen einer ausbleibenden Dekarbonisierung, können außerdem die Risikoübernahme durch die Gesellschaft rechtfertigen.

- Niedrigere Kapitalkosten.

Die Absicherung der Erlöse durch den CfD ist besonders wichtig für erneuerbare Energien, da diese kapitalintensiv sind und ihre Kosten somit ganz wesentlich von ihren Finanzierungsbedingungen abhängen. Sichere Erlöse ermöglichen niedrige Finanzierungskosten und damit niedrige Kosten erneuerbarer Energien insgesamt. Da bei CfDs, wie bei der jetzigen, einseitigen Marktprämie, der Staat die Vergütung absichert, sind die Finanzierungskosten auf Grund der sicheren Absicherung geringer als bei privaten Stromabnehmerverträgen bzw. privatwirtschaftlichen PPAs. Eine Analyse der Auswirkungen auf die **Finanzierungskosten** ergab, dass die Finanzierungskosten von CfDs im Durchschnitt 10 % geringer sind als bei PPAs (DIW 2023).

- Keine Spekulation auf steigende Preise.

In den Ausschreibungen ergibt sich ein weiterer Vorteil: Unter CfDs gibt es keine Anreize, auf steigende Börsenstrompreise zu spekulieren und diese in Gebote miteinzuberechnen. Dadurch steigt tendenziell die Akteursvielfalt. Denn kleine Akteur*innen haben oft nicht die Möglichkeit, die höheren Eigenkapitalanforderungen zu erfüllen, die Banken verlangen, wenn sie Projekte finanzieren, die auf (unsicheren) Markterlösen beruhen.

Rechenbeispiel CfDs

Der Projektentwickler einer Solaranlage kann bei hoher Erlössicherheit und entsprechend niedrigen Finanzierungskosten Solarstrom für 4,2 Cent/kWh erzeugen. In wettbewerblichen Ausschreibungen um CfD wird er auch genau diesen Wert bieten – bietet er weniger, macht er Verluste, bietet er mehr, läuft er Gefahr, keinen Zuschlag zu erhalten. Liegt dann bspw. nach fünf Jahren der durchschnittliche Marktwert von Solarenergie bei 3,5 Cent/kWh, so verkauft er seinen Strom zu ungefähr diesem Wert und erhält zusätzlich 4,2-3,5 = 0,7 Cent/kWh an öffentlicher Zuzahlung. Liegt dann aber nach zehn Jahren der durchschnittliche Marktwert von Solarstrom bei 5,0 Cent/kWh, so muss er eine Zuzahlung von 5-4,2 = 0,8 Cent/kWh leisten (DIW 2019).

Nachteile von CfDs

- Marktrisiken werden vollständig vom Staat übernommen.

Einige Expert*innen äußern Kritik an der Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns und der Einführung von CfDs. Ihnen zu Folge ist es nicht Aufgabe der Politik, Marktrisiken zu beseitigen. Stattdessen sollen die Rahmenbedingungen so gestalten sein, dass keine unvorhersehbaren regulatorischen Eingriffe entstehen und die vorhandenen Marktrisiken für die Marktteilnehmer*innen berechenbar bleiben. Durch die einseitige Marktprämie entstehen bereits heute, aufgrund der Bedeutung der Marktpreise für die Ertragslage, umfassende Anreize für Investition und Betrieb. Diese Anreize werden mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtsystem immer wichtiger und sollten unbedingt beibehalten werden. Durch einen stärkeren Eingriff in den Markt, nimmt der Wettbewerb ab. In der Folge können höhere Kosten für Verbraucher*innen entstehen (Löschel et al. 2023).

- Keine Anreize für ein systemdienliches Verhalten.

Wie auch bei der aktuellen Marktprämie werden Anlagen dafür vergütet, Mengen bereitzustellen, ohne dass sie dabei den Marktpreis, also die Signale des Marktes, berücksichtigen müssen.

Die Zahlungen, die der Anlagenbetreiber bekommt bzw. leisten muss, ergibt sich aus der Differenz des Marktpreises und des strike price multipliziert mit der tatsächlich produzierten Menge an Strom der entsprechenden Anlage.

$$\text{Zahlung} = (\text{strike price} - \text{day ahead price}) \times \text{produzierte Menge}$$

In der Konsequenz sind die Einnahmen für Anlagenbetreiber dann am höchsten, wenn die Anlage am meisten produziert.

Dies kann bedeuten, dass Anlagenbetreiber keinen Anreiz haben ihre Produktion bei Knappheiten zu maximieren. Denn sie würden von den höheren Preisen nicht profitieren. Gleichzeitig haben sie keinen Anreiz ihre Produktion zu reduzieren, z. B. durch Wartungsarbeiten, wenn die Preise niedrig sind und Strom sogar abgeregelt werden muss.

Dieser Mangel an Systemdienlichkeitsanreizen kann sich insbesondere bei der Anlagenplanung negativ auswirken. Projektierer werden weiterhin eher produktionsstarke Standorte auswählen, anstatt solche Standorte, die einen höheren systemischen Nutzen hätten. Das gleiche gilt auch für die Ausrichtung von z.B. Solaranlagen nach West, um wertvolle Sonnenstunden am Nachmittag zu nutzen, anstatt nach Süden, sowie Investitionen in „überdimensionierte“ Windturbinen, die z.B. bei Schwachwind Strom produzieren könnten.

Dieser Mangel an Systemanreizen ist ein zentrales Problem im jetzigen System und könnte sich durch die Einführung von CfDs verschärfen. Dies kann dazu führen, dass die Systemkosten weiterhin steigen bzw. noch stärker steigen, da mehr Redispatch und Korrekturmaßnahmen notwendig sind.

Um den potenziell negativen Auswirkungen entgegenzuwirken sind mehrere Anpassungen in der Ausgestaltung denkbar:

Eine Möglichkeit wäre es zu Beispiel ein sogenanntes **Bandbreitenmodell,** mit einem **längeren Referenzzeitraum** einzuführen.

Anstelle des stündlichen Spotpreises könnte ein monatlicher oder jährlicher, gewichteter oder ungewichteter Durchschnitts-Spotpreis genutzt werden. Dies würde dem jetzigen Marktprämienmodell entsprechen. So wird eine anlagenspezifische Optimierung möglich gemacht, allerdings in einem begrenzten Rahmen. (DIW 2022b).

Zahlung = (strike price – Referenzpreis [Jahr]) x produzierte Menge

Eine weitere Anpassung, die darauf abzielt, die Systemverträglichkeit von CfDs zu erhöhen, wäre die **Auszahlungen bei negativen Preisen auszusetzen**. Diese Regelung besteht bereits im jetzigen Marktprämiensystem (4-Stunden Regelung) und wird vom EU-Beihilferecht vorgeschrieben. Indem Anlagenbetreiber keine Förderung mehr bekommen, wenn der Spotmarktpreis am Großhandel länger als 4 Stunden unter null fällt, sollen dem Auftreten von negativen Preisen entgegengewirkt werden.

Bei einem häufigen Auftreten von negativen Preisen, kann dies zu einem Finanzierungsrisiko für EE-Anlagen führen (BEE 2021).

Eine weitere Möglichkeit, um die Systemdienlichkeit zu erhöhen, wären **standortspezifische Anreize im Ausschreibungssystem** zu verankern. So könnte bspw. ein Windärmerer Standort and einem systemisch sinnvollen Standort einen gesonderten Zuschlag in der Ausschreibung bekommen (siehe (DIW 2023; FÖS 2022). Ansätze hierfür gibt es bereits im heutigen System. In ihrer jetzigen Ausgestaltung haben die Mechanismen keine signifikante Wirkung entfaltet. Grundsätzlich wäre es aber denkbar Systemdienlichkeitsfaktoren in das Vergütungssystem zu integrieren (FÖS 2022).

- Mögliche Verzerrungen am Intraday-Markt

Der herkömmliche CfD verwendet den stundengenauen Day-Ahead-Preis als Basiswert. Nach dem Ende der Auktion ist der Preis der CfD-Zahlung für eine Stunde festgelegt und dem Erzeuger bekannt. Von diesem Moment an stellt der CfD Opportunitätskosten dar und wird als solche betrachtet.

Rechenbeispiel

Wenn der strike price bspw. 80 Euro/MWh beträgt und der Day-Ahead-Preis bei 200 Euro/MWh liegt, müssen die Erzeuger für jede MWh, die sie in dieser Stunde produzieren, 120 Euro/MWh „zurückzahlen“. Wenn am Intraday die Preise dann unter diese Summe fallen, also bspw. auf 119 Euro/MWh sinken, wäre es den Erzeuger ökonomisch rational, die Produktion zu drosseln, um die Zahlung zu vermeiden.

Infolgedessen gibt es einen Anreiz kostengünstige (und kohlenstoffarme) Energie zu verschwenden. In der Folge würden außerdem Preise am Spotmarkt steigen.

Der gegenteilige Effekt kann in Stunden mit niedrigen Preisen auftreten. Kraftwerkseigentümer könnten Gebote unterhalb ihrer eigenen variablen Kosten auf den Intraday-Märkten abgeben. CfDs üben somit Druck auf die ohnehin schon niedrigen Preise aus.

Diesem Problem könnte dadurch begegnet werden, dass die **Vergütung an die Mengen und nicht an die physische Erzeugung geknüpft** wird und als Referenzwert Echtzeit-Balance-Preise und nicht Day-Ahead-Preise verwendet werden würden.

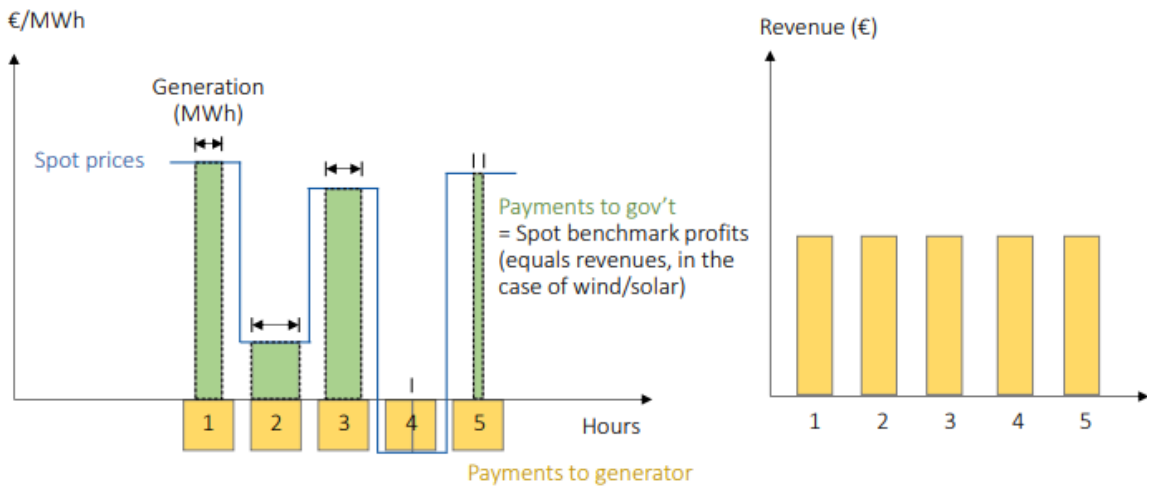
Die **Entkopplung der Zahlung innerhalb des CfD-Modells** und der tatsächlichen Anlagenproduktion wird in verschiedenen Ausgestaltungsoptionen von mehreren Ökonomen*innen vorgeschlagen. Hierbei würde ein Referenzwert oder ein Referenzkraftwerk genutzt, um die CfD-Zahlung zu berechnen. Auf diese Weise sollen Anreize erhalten bleiben, sich systemisch zu optimieren und systemdienlich zu verhalten (ENTSO-E 2023; Hirth et al. 2018; Newbery 2023; Schlecht et al. 2022).

Im Modell der **Financial CfDs** werden CfDs als reine finanzielle Verträge abgeschlossen, ohne jegliche Kopplung an eine tatsächliche Anlage. Die Anlagen sind somit vollständig dem Markt ausgesetzt und müssen sich entsprechend optimieren. Der CfD wird dafür in zwei unabhängige Verträge aufgeteilt, die jeweils eine Zahlung zwischen Staat und Stromerzeuger umfassen. Der Staat zahlt eine feste Prämie pro Zeiteinheit (Stundenvergütung) an den Stromerzeuger, dessen Höhe im Rahmen einer Auktion ermittelt wird.

Es wird eine Zahlung pro Stunde geleistet. Die Regierung leistet eine festgelegte Zahlung an den Anlagenbetreiber. Diese Zahlung ist unabhängig von der Produktion der jeweiligen Anlage oder den Strommarktpreisen. Im Gegenzug zahlt der Anlagenbetreiber dem Staat die stündlichen Spotmarkterlöse. Bei diesen Einnahmen handelt es sich nicht um die tatsächlichen Einnahmen der Anlagen, sondern um einen Benchmark (oder Maßstab), der anhand eines Referenzstromerzeugers berechnet wird.

$$\text{Benchmarkprofite} = (\text{Day-ahead spot price} - \text{benchmark costs}) \times \text{Produktionsvolumen eines Referenzgenerators}$$

Abbildung 16: Einnahmestrom bei einem Financial CfD für einen Wind- oder Solarpark



Quelle: (Schlecht et al. 2023)

Ist die eigene Anlage also effizienter als die Referenzanlage, profitiert der Anlagenbetreiber entsprechend (Schlecht et al. 2022).

Eine weitere Ausgestaltungsmöglichkeit besteht in der Erstellung eines **CfD-Pools** (DIW 2022b).

Dieses Konzept sieht drei Bestandteile vor: Erzeuger von erneuerbarer Energie schließen langfristige Verträge zur Vergütung neuer Wind- und Solarstromprojekte ab. Die Behörde fasst dann alle einzelnen CfD-Verträge zu einem standardisierten "Renewable Pool" zusammen und stellt diesen Pool einer festgelegten Verbrauchergruppe anteilig zur Verfügung.

Die beteiligten Verbraucher*innen hätten einen Anreiz ihren Verbrauch an das Erzeugungsprofil des Pools anzupassen, um sich so gegen schwankende Strompreise an den Kurzfristmärkten abzusichern.

Die Menge an beteiligten Verbraucher*innen muss dabei in geeigneter Relation zur Größe des Erzeugungspool stehen, damit die Anreize wirksam sind. Die Autor*innen stellen zur Diskussion, welchen Endverbraucher*innen zunächst Zugang gewährt wird. Denkbar wäre es Privathaushalte in einem bestimmten Radius von EE-Anlagen zuerst zu beteiligen. Voraussetzung dafür wäre jedoch, dass die Haushalte über intelligente Messeinrichtungen verfügen, um ihr Verbrauchsprofil an die Erzeugung des Pools anzupassen. Alternativ könnten zunächst Industriebetriebe, welche bereits über ein relevantes Lastverschiebungspotenzial verfügen, Zugang gewährt bekommen.

Für die Regierungen wäre der Pool haushaltsneutral, außer in Situationen, in denen es zu Vertragsausfällen kommt.

Die Zahlungen zwischen Regierung und Anlagenbetreibern errechnen sich, wie bei einem konventionellen CfD, aus der Differenz zwischen Basispreis und Referenzpreis multipliziert mit der Stromproduktion.

Um sicherzustellen, dass die einzelnen Anlagen auf die Preissignale des Marktes reagieren, sind die Zahlungen im Rahmen des CfD ebenfalls nicht an die tatsächlich produzierte Energiemenge gebunden, sondern berechnen sich an einem Referenzproduktionsvolumen.

- Schrumpfender PPA-Markt

Das jetzige System der einseitigen gleitenden Marktprämie kann gut durch **Power Purchase Agreements (PPAs)** ergänzt werden. Denn aktuell können Anlagen aus der einseitig gleitenden Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung und das PPA-Geschäft wechseln.

Bei der Ausgestaltung von CfDs muss entschieden werden, ob PPAs als Nebenmarktsegment weiterhin möglich gemacht werden sollen oder nicht.

Wie im aktuellen System auch, würde PPAs insbesondere für solche Anlagen in Frage kommen, welche besonders profitable sind, beispielsweise durch einen günstigen Standort. In einem CfD-System könnte dies bedeuten, dass weniger Einnahmen zu Stande kommen, wenn nur die „teuren“ Anlagen CfDs nutzen. Gäbe es außerdem die Möglichkeit, während der Laufzeit der Anlage in das CfD System hinein sowie hinauszuwechseln, bestünde die Möglichkeit, dass das System unterminiert würde, da Anlagen nur bei niedrigen Preisen Teil des CfD Systems wären. Ein solches Maß an „cherry-picking“ sollte durch den Regulierer ausgeschlossen werden, da die Systemkosten sonst zu Lasten der Verbraucher*innen steigen würden (vgl. DIW 2023).

Gleichzeitig würde ein „Austrocknen“ des PPA-Marktes zu einer niedrigeren Liquidität am Terminmarkt führen. Der Staat würde dann auch bei solchen Anlagen Strompreisrisiken übernehmen, die sonst dem Markt überlassen worden wären. Auch eine solche Entwicklung kann negative Folgen für Verbraucher*innen haben (Maurer 2020).

Ausgestaltungsoptionen von CfDs auf einen Blick

Tabelle 1: Ausgestaltungsoptionen CfDs

Ausgestaltungsoption	Charakteristiken	Auswirkung auf die Systemdienlichkeit
Konventionelle CfDs	➔ Der strike price wird durch eine Auktion bestimmt. ➔ Der Basiswert ist der stündliche Day-Ahead-Sportpreis. ➔ Der CfD ist an einen bestimmten physischen Vermögenswert bzw. eine Anlage gebunden. ➔ Es ist die physische Produktion, die die Zahlungen bestimmt ("injektionsbasiert"). Die Einnahmen hängen von der Produktionsmenge ab. ➔ Ist der Basispreis höher als der Spotpreis, zahlt der Staat und umgekehrt. ➔ Zahlung = (*strike price – day ahead price) x produzierte Menge*	Es gibt keinen Anreiz die Produktion an den Marktwert anzupassen.
Bandbreitenmodell	➔ Eine monatliche oder jährliche Referenzperiode bestimmt den Basiswert. ➔ Die tatsächliche Produktionsmenge ist ausschlaggebend für die Einnahmen. ➔ Zahlung= *(strike price - Referenzpreis [Jahr]) x produzierte Menge*	Innerhalb der Refenzperiode ist es möglich, dass sich eine Anlage ggü. dem Durchschnitt optimiert. So kann in einem gewissen Rahmen ein Anreiz für Systemdienlichkeit gesetzt werden.
Financial CfD	➔ Der CfD bestünde aus zwei separaten Verträgen, welche nicht an eine tatsächliche Anlage und deren Produktionsvolumen gekoppelt sind. ➔ Feste Zahlung von der Regierung an den Anlagenbetreiber. ➔ Die Zahlungen vom Anlagenbetreiber an Regierung berechnen sich aus den Day-Ahead Spotpreisen multipliziert mit einem Referenzproduktionsvolumen. ➔ *Die Benchmarkprofite= (Day-ahead spot price – benchmark costs) x*	Anlagenbetreiber haben Anreize ihre Anlagen entsprechend der Preissignale zu optimieren.

	Produktionsvolumen eines Referenzgenerators	
CfD Pool	Individuelle CfDs werden zu einem Pool zusammengefasst. Systemdienlichkeitsanreize werden im Ausschreibungssystem berücksichtigt, bspw. durch einen höheren strike price für nach West-ausgerichtete Solaranlagen. Eine definierte Verbrauchergruppe hat Zugang zum CfD-Pool und hat einen Anreiz ihren Verbrauch an das gepoolte Erzeugungsprofil anzupassen.	Systemdienlichkeitsanreize werden regulatorisch definiert und eingepreist.

Quelle: eigene Darstellung (vgl. Schlecht et al. 2023; DIW 2023)

Wie wirken sich CfDs auf Verbraucher*innen aus?

Der Vorteil von CfDs ist, dass Marktpreisschwankungen für die Endverbraucher*innen geglättet werden und er somit vor stark und sprunghaft steigenden Preisen geschützt ist. Dazu muss ein Zahlungsstrom etabliert werden, durch den die kostensenkenden Effekte des CfDs an die Endverbraucher*innen weitergegeben werden. Wir schlagen vor, dass dies als eine Art „negative CfD-Umlage“ direkt über den Strompreis erfolgt, wie früher (nur in umgekehrter Richtung) bei der EEG-Umlage. Das wäre im Einklang mit dem Vorschlag der Kommission. Dadurch würde der preissenkende Effekt direkt und im Verhältnis zum Stromverbrauch bei denen ankommen, die über höhere Tarife aufgrund steigender Strommarktpreise direkt betroffen sind.

In einem CfD-Fördersystem entsteht jedoch dann Finanzierungsbedarf, wenn die Auszahlungen an die Erzeuger die Rückzahlungen der Erzeuger übersteigen. Das ist im Grundsatz über alle CfD-Modelle dann der Fall, wenn das Marktpreisniveau (dauerhaft) niedriger ist als der strike price.

- Im **umlagebasierten System** würde dies zu einer positiven CfD-Umlage führen, vergleichbar mit der früheren EEG-Umlage. Prinzipiell würde eine solche Umlage innerhalb der privaten Haushalte **regressiv** wirken (vgl. Ausführungen in Kap. 2.1).

Beispiel CfDs in UK

Da die CfD-Politik durch eine Umlage pro Einheit für die Endverbraucher*innen finanziert wird, sind die Zahlungen an das Programm umso höher, je mehr Strom verbraucht wird. Obwohl die verbrauchte Strommenge in der Regel mit dem Einkommen steigt und die Gesamtzahlungen an das Programm für Bezieher*innen mit höherem Einkommen größer sind, zahlen Bezieher*innen mit niedrigerem Einkommen im Allgemeinen einen höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens für die Energiekosten.

Die Maßnahme wirkt sich also stärker auf die Kaufkraft der Haushalte mit niedrigem Einkommen aus. Aus diesem Grund sind ergänzende Maßnahmen ratsam, um die unverhältnismäßige Belastung der Menschen mit niedrigerem Einkommen durch die Umlage zu verringern und dennoch die langfristigen Vorteile der CfDs nutzen zu können (Canadian Climate Institute 2023)

- Es ist jedoch auch denkbar, entstehende Zahlungsverpflichtungen nicht auf den Strompreis zu wälzen und stattdessen über **Steuern** zu finanzieren, sodass lediglich strompreissenkende Effekte, nicht aber strompreissteigernde Effekte auf den Verbrauch umgelegt werden. Dabei gelten die gleichen Schlussfolgerungen wie im Kapitel zu Netzentgelten (vgl. Kap. 2.5) ausgeführt wurden: Ob die Steuerfinanzierung für die Verbraucher*innen vorteilhafter ist als die Wälzung auf den Strompreis, hängt davon ab, aus welchen Steuereinnahmen die Finanzierung erfolgt. Eindeutig bejaht werden kann dies nur für die Finanzierung über Unternehmenssteuern, wobei auch hier Wälzungseffekte möglich sind. Wird dagegen die bisherige Finanzierungsstruktur beim EEG fortgeführt, d.h. die Kosten aus dem Klima- und Transformationsfonds über die Einnahmen aus dem BEHG (bzw. perspektivisch aus den Einnahmen des europäischen Emissionshandels für Gebäude und Straßenverkehr) gedeckt, so ist das aus Perspektive der Verbraucher*innen nachteilig, da der Anteil privater Haushalte am BEHG-Aufkommen höher ist als beim Stromverbrauch, selbst unter Berücksichtigung möglicher Ausnahmen für die stromintensive Industrie. Auch stehen die Ausgaben für die EE-Förderung im Stromsektor dann in Konkurrenz zu anderen Ausgaben zur Entlastung von Verbraucher*innen für Klimaschutzmaßnahmen, z.B. zur sozialen Flankierung des Heizungstausches oder der Gebäudesanierung.

Eine **Umlagefinanzierung über den Strompreis** erscheint daher aus Sicht der Autor*innen geeigneter, insbesondere wenn die **strompreissenkende Wirkung der CfDs** auch **über den Strompreis weitergegeben** werden soll.

Bewertung

CfDs sind ein attraktives Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien. Sie bieten eine beidseitige finanzielle Absicherung und schaffen positive Anreize für Investitionen in erneuerbare Energien. Gleichzeitig können sie öffentliche Einnahmen generieren und hohe Zufallsgewinne unterbinden.

Die Begrenzung der Profite bei CfDs kann jedoch auch dazu führen, dass weniger Investitionen in erneuerbare Energien getätigt werden, da die notwendigen Investitionen höher verzinst werden würden bzw. Investitionen mit Potenzial für höheren Renditen bevorzugt werden.

Aus Sicht der Endverbrauche*innen ist es gerechtfertigt, dass nicht nur Risiken sozialisiert, sondern auch Übergewinne an die Gesellschaft zurückgeführt werden. Allerdings muss dies sehr sorgfältig gestaltet werden, um systemische Ineffizienzen zu vermeiden.

Bei einer konventionellen Ausgestaltung besteht das Risiko, dass sich Anlagen nur noch innerhalb ihres Erlöskorridors optimieren. Wichtige systemdienliche Optimierung könnte so unterbunden werden. Da dies bereits im heutigen System ein Problem ist und auf die Verbraucher*innen umgelegten Netzentgelte einen hohe Kostentreiber darstellt, muss dies vermieden werden. Ein erneuerbares, zukunftsfähiges und verbraucherfreundliches Strommarktdesign braucht mehr, anstatt weniger Systemdienlichkeitsanreize. Daher muss eine Reform des Strommarktes von Maßnahmen begleitet werden, die Flexibilität und Systemdienlichkeit fördern.

Auch der Häufigkeit von negativen Preisen muss entgegengewirkt werden, denn sonst besteht die Gefahr, dass die Zahlungsausfälle durch höhere Zuschlagswerte ausgeglichen werden. Hinzukommt, dass bei negativen Preisen oft wertvolle erneuerbare Energie abgeregelt wird. Dies geht insgesamt zu Lasten einer schnellen und erfolgreichen Dekarbonisierung.

Eine rasche und gerecht ausgestaltete Dekarbonisierung ist eine Priorität für den Verbraucherschutz, denn eine ausbleibende Dekarbonisierung wäre am unsozialsten und teuersten.

3.2 Power Purchase Agreements

Neben der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen, will die EU Kommission **Power Purchase Agreements (PPAs)** in Europa stärken. PPAs sind bereits seit einigen Jahren als Finanzierungsinstrument als Alternative zur Marktprämie etabliert und tragen zur Stabilisierung der Preise bei.

Was sind PPAs?

PPAs sind Verträge zwischen einem Stromerzeuger und einem Stromabnehmer, in denen die Bedingungen für den Kauf und Verkauf von erneuerbarer Energie festgelegt werden. PPAs haben sich seit einigen Jahren als Alternative zur staatlichen Förderung etabliert. Anstatt einer staatlichen Garantie bieten sie eine Finanzierungssicherheit durch einen privaten Vertragspartner, der sich dazu verpflichtet eine bestimmte Strommenge zu vereinbarten Preiskonditionen über die Vertragslaufzeit abzunehmen. PPAs bieten somit eine Finanzierungssicherheit für Kraftwerksbetreiber.

PPAs können von verschiedenen Akteuren abgeschlossen werden, wie z.B. von Energieversorgungsunternehmen, Unternehmen der Privatwirtschaft oder öffentlichen Einrichtungen. Oftmals sind es Unternehmen, die ihren Strombedarf durch erneuerbare Energiequellen decken möchten und dazu PPAs mit erneuerbaren Energieprojekten, wie Solar- oder Windparks, abschließen.

Die Vorteile von PPAs liegen darin, dass sie langfristige Preisstabilität für den Stromabnehmer bieten und beispielsweise Firmen so einen bestimmten Beschaffungsanteil an Grünstrom ausweisen können. Für den Stromerzeuger bieten PPAs eine langfristige Einnahmequelle, die dazu beiträgt, die Finanzierung und Rentabilität von erneuerbaren Energieprojekten sicherzustellen.

Ausgestaltung

Grundsätzlich können Anlagenbetreiber und Stromabnehmer frei entscheiden, zu welchen Bedingungen ein PPA abgeschlossen wird. Im PPA werden alle Bedingungen zwischen den beiden Parteien vertraglich geregelt. Dazu gehört insbesondere der Umfang der zu liefernden Strommenge, der Preis, die bilanzielle Abwicklung und Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Ein besonderes Maß an Flexibilität bezüglich Form und individueller Ausgestaltung weisen PPAs aufgrund ihrer Beschaffenheit als bilaterale Verträge auf. Es resultiert eine große Vielfalt an möglichen Vertragsvarianten (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende 2021).

In der Regel schließen die Anlagenbetreiber Lieferverträge direkt mit Endverbraucher*innen (v.a. große Unternehmen) oder Zwischenhändlern (Energieversorgern etc.) ab und refinanzieren ihre Investitionen über diesen Weg. Ausgehend vom Stromabnehmer wird danach unterschieden, ob es sich um einen Stromverbraucher (Corporate PPA) oder einen Stromhändler/-versorger (Utility PPA oder Merchant PPA) handelt.

PPAs können zu festen, als auch zu variablen Preisen abgeschlossen werden. Feste Preise werden oft für die gesamte Vertragslaufzeit vereinbart und bieten eine langfristige Preisgarantie. Variable Preise können sich an Marktparameter, wie den Strompreis oder die Nachfrage anpassen und ermöglichen eine gewisse Flexibilität.

Neben der Unterscheidung in Corporate und Utility PPAs gibt es weitere – oftmals nicht ganz trennscharfe - Kategorien. Meist wird zwischen physischen und synthetischen

PPAs differenziert. Von physischen PPAs gibt es drei verschiedene Ausgestaltungsarten:

1.) On-site PPAs, hier findet eine direkte physische Stromlieferung an den Abnehmer aus einer Anlage in direkter Nähe statt. Da bei einem On-site PPA der Strom nicht über das öffentliche Netz an den Abnehmer fließt, können Abgaben wie Netzentgelte für den produzierten Strom entfallen oder geringer ausfallen. Der Netzbetreiber deckt lediglich den Restbedarf. Da der erzeugte Strom bei einem On-site PPA direkt in den Verbrauch eines Unternehmens geht, sind alle On-site PPAs auch Corporate PPA.

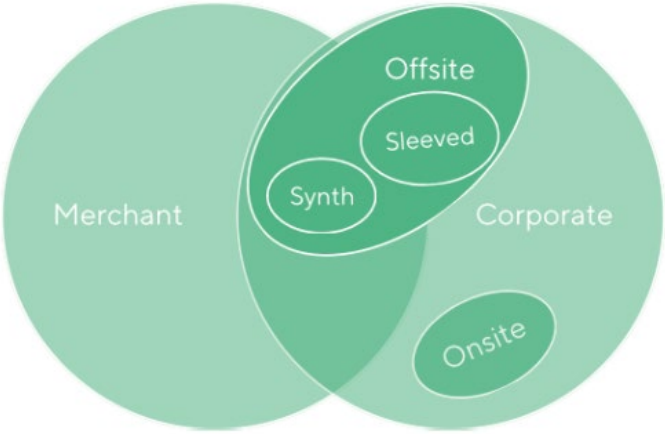
2.) Off-site PPAs hingegen legen keine unmittelbare Stromlieferung zwischen Anlage und nahegelegenen Verbraucher*innen zu Grunde. Sie sind lediglich eine bilanzielle Abnahme einer Strommenge, welche über das öffentliche Stromnetz geliefert und in einem PPA festgelegt wird. Die Erzeugungsanlage ist unabhängig vom Verbraucherstandort, was eine höhere Flexibilität in der optimalen Standortwahl ermöglicht. Zudem kann eine Anlage mehrere PPAs mit unterschiedlichen Abnehmern schließen, welche dann Teile der Stromproduktion bilanziell gutgeschrieben bekommen. Abgaben und Netzentgelte werden weiterhin an den Netzbetreiber gezahlt. In der Produktion anfallende Grünstromzertifikate werden in den meisten Fällen auf den Abnehmer übertragen.

3.) Sleeved PPAs sind im Wesentlichen Off-site PPAs, bei denen ein Energieanbieter als Vermittler zwischen dem Erzeuger und den Verbraucher*innen fungiert. Der Energieanbieter übernimmt verschiedene Aufgaben, wie die Bilanzierung, das Zusammenführen von Stromproduzenten zu einem Portfolio, die Bereitstellung von Reststrommengen oder den Verkauf von überschüssigem Strom, die Erstellung von Prognosen für die Einspeisung und den Handel mit Grünstromzertifikaten.

Neben den physischen PPAs werden auch zunehmend **synthetische PPAs** (auch: Virtual oder Synthetic PPA) abgeschlossen. Bei synthetischen PPAs sind die physischen Stromflüsse von den finanziellen Stromflüssen unabhängig. Damit ermöglichen sie noch flexiblere Vertragsausgestaltungen. Bei synthetischen PPAs einigen sich die Vertragspartner ebenfalls auf einen Preis pro Kilowattstunde, jedoch wird der Strom nicht direkt von der produzierenden Anlage an die Verbraucher*innen geliefert. Der Energiedienstleister des Erzeugers nimmt stattdessen den erzeugten Strom in seinen Bilanzkreis und handelt diesen weiter – etwa an der Spotbörse. Der Stromversorger des Verbrauchers beschafft für den PPA-Partner exakt das Einspeiseprofil, das der Erzeuger an seinen Energieanbieter geliefert hat, auch z.B. durch den Kauf am Spot-Markt (Next Kraftwerke). Bei synthetischen PPAs wird dieser Stromfluss durch die Verpflichtung ergänzt, zusätzliche finanzielle Ausgleichszahlungen zu leisten (PwC). Diese Ausgleichzahlungen sollen die Abweichungen zwischen dem Spot-Preis (mit dem die Stromflüsse vergütet worden sind) und dem bilateral ausgehandelten Preis ausgleichen.

Dieser PPA-Typ unterscheidet sich dementsprechend von On-Site-PPAs, bei denen eine direkte physische Lieferung zwischen den Vertragspartnern stattfindet, und von Off-Site-PPAs, bei denen eine direkte bilanzielle Verknüpfung der beiden Vertragspartner besteht. Diese PPA-Form bietet eine **einfache und administrativ weniger aufwändige Lösung** und eignet sich besonders für Produzenten, die keinen eigenen Bilanzkreis führen oder eröffnen möchten (Next Kraftwerke).

Abbildung 17: Verschiedene Typen von PPAs



Quelle: (Next Kraftwerke)

Die Bandbreite von PPAs in der Ausgestaltung ist groß. Sie reicht einerseits von kurzfristig laufenden Verträgen (unter 5 Jahre) bis zu sehr langlaufenden Modellen (15 Jahre). Andererseits werden sowohl PPA zu Festpreiskonditionen als auch (sehr unterschiedlich) indizierten Preisen abgeschlossen.

PPAs werden bei großen Stromverbrauchern und bei geplanten großen Investitionen in den Neubau von Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung (Neuanlagen-PPA) oder für den Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Förderung (Weiterbetriebs-PPA) angewendet. Bei Weiterbetriebs-PPAs geht es lediglich um eine Absicherung der Weiterbetriebskosten. Die Vertragslaufzeit umfasst typischerweise nur ca. 3 - 5 Jahre. Neuanlagen-PPAs müssen mit längeren Vertragslaufzeiten von bis zu 10 - 15 Jahre abgeschlossen werden, um Investitionskosten abzusichern (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende 2021)

Vor- und Nachteile von PPAs

PPAs sind ein wichtiges Instrument, um Kraftwerke außerhalb des geförderten EEGs zu finanzieren. Sie werden bereits seit einigen Jahren genutzt, um die Finanzierbarkeit von Investitionen durch langfristige Vertragsbeziehungen zu gewährleisten. Die genaue Menge an PPAs lässt sich nicht genau einschätzen, da PPAs zwischen zwei Parteien vereinbart werden und die Verträge in der Regel nicht veröffentlicht werden. PPAs rücken in Deutschland zunehmend in den Fokus. Mit einem steigendem Strompreisniveau, sinkenden Technologiekosten und damit einhergehend sinkenden Zuschlagswerten für die Marktprämie, rentieren sich erneuerbare Energien Anlagen auch außerhalb der EEG-Förderung. Auch für Anlagen, die das Ende des 20-jährigen EEG-Förderzeitraums erreicht haben, entstehen Anreize für den Abschluss von Lieferverträgen mit privaten Abnehmern (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende 2021).

Hedging gegen fluktuierende Preise

PPAs sichern Stromerzeuger gegen niedrige und Stromabnehmer gegen hohe Preise ab. Neue langfristige Abnahmeverträge könnten Haushalts- und Gewerbekund*innen Sicherheit bieten und Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten rentabel machen. Durch solche Verträge könnten die Stromkosten langfristig vorhersehbarer werden.

Aktive Rolle der Industrie

Die Nachfrage einiger Industrieakteure war der Treiber hinter der Entwicklung von PPAs in Europa. PPAs bieten langfristig stabile Strombezugspreise, Stromabnehmer können den Bezug von sauberem und nachhaltigem Strom ausweisen und so ihre CO_2-Emissionen reduzieren (Energy Brainpool 2023).

Neben Kostenaspekten sind auch Image- und Marketinggründe sowie Corporate Responsibility nicht zu vernachlässigende Aspekte für das verbraucherseitige Interesse an PPAs (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende 2021). An dieser Stelle haben HKN eine essenzielle Funktion. Denn neben der vertraglichen Absicherung gegen schwankende Strompreise, treffen die Vertragsparteien in der Regel auch Übereinkünfte zur Übertragung der Herkunftsnachweise für den Strom, den der Anlagenbetreiber erzeugt hat. Stromabnehmende Unternehmen haben aus Marketinggründen in der Regel ein starkes Interesse an HKN. Daher kann der Erhalt von HKN ein weiterer Anreiz für ein Unternehmen zum Abschluss eines PPAs sein (ContextCrew 2023b).

Potenzial zur Weiterentwicklung

Die EU schlägt vor, PPAs durch staatliche Bürgschaften zu stärken und so die Finanzierung im Falle von Zahlungsausfällen abzusichern. Dies kann die Projektfinanzierung erleichtern und mehr Akteuren den Zugang zu PPAs erleichtern.

Die Möglichkeit, mehrere kleine Projekte zusammenzufassen, die Einführung regionaler Referenzpreise sowie die Möglichkeit standardisierte Verträge zu nutzen, könnte den Zugang zu PPAs insbesondere für kleinere Akteure verbessern. Bislang ist es für kleinere Akteure oft schwieriger PPAs abzuschließen, da die Vertragsverhandlungen eine sehr gute Expertise über den Markt erfordern und aufwendig sein können.

Skeptiker*innen sehen das Potenzial zur Skalierbarkeit von PPAs als begrenzt. Eine Analyse von Baringa (2022) zeigt, dass das europäische Potenzial für PPA-finanzierte Solar- und Windstromprojekte zwischen 140 und 290 TWh im Jahr 2030 liegt. Dies ergäbe einen Anteil von 10-23% der Stromerzeugung.

In Deutschland schätzen die Analysten, dass ungefähr 14% des Strombedarfs von Industrie- und Gewerbekund*innen durch PPA gedeckt werden kann (Baringa 2022) . Andere Studien schätzen das Potenzial für das PPA-Marktsegment für 2030 auf etwa 10% des Stromverbrauchs (Löschel et al. 2023).

Wie wirken Sich PPAs auf Verbraucher*innen aus?

Ein steigender Anteil an PPAs kann zur **Preisstabilität** für Endverbraucher*innen beitragen, sowohl für Industriekund*innen, die PPAs selbst abschließen als auch Haushaltskund*innen, welche Strom von Energieversorgern teilweise über PPAs beziehen.

Während Preisstabilität gut für den Verbraucherschutz ist, ist allerdings zu beachten, dass PPAs nicht automatisch zu niedrigeren Endkundenpreisen führen. Vertragspartner*innen orientieren sich bei den Vertragsverhandlungen an den Marktentwicklungen. Ein grundsätzlich höheres Strompreisniveau am Großhandel führt auch zu höheren PPA-Preisen.

Zudem ließe sich, anders als bei CfDs, eine direkte Weitergabe von Preisvorteilen an die Endverbraucher*innen schwieriger regeln, da PPAs ein privatwirtschaftliches Instrument sind. Greift der Staat jedoch in die Vertragsgestaltung über die Absicherung von PPAs ein, so ließen sich auch Vorgaben formulieren, dass strompreissenkende Effekte an die

Endverbraucher*innen weitergegeben werden. Die Absicherung könnte darin bestehen, dass der Staat das Risiko für Liefer- oder Zahlungsausfälle übernimmt. Dadurch sinken die Finanzierungskosten und Erzeuger können Abnehmern günstigere Konditionen anbieten. Verlangt der Staat dafür eine Gebühr (Risikoprämie), wie derzeit etwa im Bereich der Exportkreditgarantien (Hermesbürgschaften) gängig, dann wäre das Instrument kostendeckend konzipiert. Etwaige Kosten, die entstehen, wenn die Ausfälle die Einnahmen über die Risikoprämie übersteigen, können wiederum entweder über eine Umlage auf den Strompreis oder über den Bundeshaushalt finanziert werden. Hier gelten die gleichen Schlussfolgerungen wie in Kap. 3.1 zu CfDs.

Bewertung

Während bisher ein vergleichsweiser kleiner Anteil des Stroms aus PPA-finanzierten Anlagen stammt, wird das Potenzial zur Weiterentwicklung als durchaus relevant eingeschätzt.

PPAs sind ein attraktives Finanzierungsinstrument, da privatwirtschaftliche Akteure selbst die finanzielle Absicherung für Anlagen bereitstellen. Unternehmen, welche in die Dekarbonisierung ihrer Prozesse investieren müssen oder wollen, können dies auf direktem Wege tun. Dies ist gesellschaftlich und politisch vorteilhaft. Außerdem entstehen keine Kosten für die Regierung oder die Verbraucher*innen. Die Weiterentwicklung von PPAs ist daher sinnvoll.

Während keine öffentlichen Kosten für die Förderung von PPAs entstehen, können die Stromgestehungskosten für Strom aus PPAs dennoch höher sein als für Strom aus geförderten Anlagen. PPAs werden von den privaten Gegenparteien als finanzielle Risikoposition in ihren Büchern geführt. Sie erhöhen das Schuldenvolumen der Firma und können ihre Kreditwürdigkeit verringern, denn Rating-Agenturen behandeln PPAs als kalkulatorische Schulden (Baringa, 2013; Standard and Poor's, 2017). Dies führt zu höhere Finanzierungskosten für das Unternehmen, welche sich wiederum auf den Strompreis niederschlagen.

Auf Grund des begrenzten Potenzials für PPA-finanzierte Anlagen müssen vorrausichtlich weiterhin staatlich gesteuerte Förderinstrumente bereitgestellt werden, um die erneuerbaren Energien Ausbauziele zu erreichen.

3.3 Alternative: Einseitige Marktprämie in Kombination mit Gewinnabschöpfung

Als Teil des im September 2022 beschlossenen Maßnahmenbündels zur Bewältigung der Energiekrise, sah die EU eine Abschöpfung von „Zufallsgewinnen“ von Stromerzeugern und die finanzielle Entlastung von Stromverbraucher*innen vor. Hintergrund dessen waren die enorm hohen und unerwarteten Gewinne eines Großteils der europäischen Stromerzeuger, die sich im Zuge der außergewöhnlich hohen Strompreise ergaben. Die EU-Verordnung sah die Einführung einer pauschalen Erlösobergrenze von 180 Euro pro verkaufter MWh Strom vor. Liegt der Strompreis über 180 Euro/MWh, sollen Gewinne voll oder zu 90% abgeschöpft werden. Die abgeschöpften finanziellen Ressourcen sind zur Entlastung der Verbraucher*innen vorgesehen.

Die Höhe der Erlösobergrenze von 180 Euro/MWh ergab sich aus der Summe der prognostizierten Preisspitzen in der Zeit vor der Krise und einem zusätzlichen Sicherheitsaufschlag. Auf diese Weise soll garantiert werden, dass die betroffenen Anlagen auch weiterhin ihre Investitions- und Betriebskosten decken können und ihre Rentabilität erhalten bleibt. Darüber hinaus trägt die Festlegung dieser Grenze dazu bei, die Planungssicherheit für zukünftige Investitionen in die Stromerzeugungskapazitäten aufrechtzuerhalten, indem die zu erwartbaren Einnahmen geschützt werden (DIW 2022c).

Das Strompreisbremsengesetz (StromPBG) setzte diese EU-Vorgabe in Deutschland von Januar bis Juni 2023 um. Die über die Gewinnobergrenze hinausgehenden Erlöse sollten abgeschöpft werden (§ 13 und 16 StromPBG). Im Grundsatz betraf die Regelungen alle Erzeugungsanlagen, deren Grenzkosten geringer als die Erlösobergrenze waren, d.h. insbesondere die meisten erneuerbare Energien, Atomkraft und Braunkohle (DIW 2022c).Von der Gewinnabschöpfung ausgenommen sind Anlagen, die ausschließlich oder überwiegend Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Biomethan, Steinkohle, Gichtgas, Hochofengas, Kokereigas oder Sondergase verstromen. Um den bürokratischen Aufwand der Strompreisbremse zu verringern, findet darüber hinaus **Anlagen bis zu 1 MW keine Gewinnabschöpfung** statt (Next Kraftwerke 2023b).

Zusätzlich sieht das StromBPG eine Preisdeckelung des Haushaltsstrom auf 40 Cent/kW für 80 % des prognostizierten Jahresverbrauchs[8] vor. Für Netzentnahmestellen, an denen jährlich über 30.000 kWh Strom aus dem Netz entnommen werden, gilt ein auf 13 Cent/kWh gedeckelter Strompreis für 70 % des prognostizierten Jahresverbrauchs (Next Kraftwerke 2023b). Nur für den übrigen Verbrauch, der über die 80% bzw. 70% des prognostizierten Werts hinausgeht, muss der reguläre Marktpreis gezahlt werden. Auf diese Weise sollen Anreize zum Energiesparen erhalten bleiben. So werden bis Ende 2023 - eine Verlängerung bis April 2024 ist vorgesehen – private Haushalte sowie kleinere und mittlere Unternehmen beim Strompreis entlastet (BMWK 2023e).

Die Anlagenbetreiber, die der Gewinnabschöpfungsregulierung unterliegen, sind gesetzlich verpflichtet, den entsprechenden Abschöpfungsbetrag eigenständig zu ermitteln und an den unmittelbar angeschlossenen Netzbetreiber zu entrichten. Um sicherzustellen, dass die Anlagen ihre Stromerzeugung weiterhin gemäß den Signalen des Strommarktes ausrichten, müssen lediglich 90% des Abschöpfungsbetrags entrichtet werden, anstatt des vollen Betrags (DIW 2022c).

Kritiker mahnten an, dass derartige Eingriffe in den Strommarkt in einem Konflikt mit den Grundlagen der freien Preisbildung am Strommarktes stehen würden. Eingriffe wie eine Preisdeckelung könnten dazu führen, dass das Vertrauen der Marktteilnehmer beeinträchtigt wird und weniger Investitionen getätigt werden (Löschel et al. 2023; net4energy 2022).

Auf Grund der teils exorbitanten Gewinne und außerordentlichen Belastung für Verbraucher*innen im Jahr 2022, war die Einführung eines Abschöpfungs- und Umverteilungsmechanismus jedoch gerechtfertigt und Ausdruck gesellschaftlicher Verantwortung. Die überschaubaren Laufzeit des Instrumentes, sowie der hoch angesetzten Obergrenzen stellten außerdem sicher, dass die langfristige Wirtschaftlichkeit nicht beeinflusst wurde (Aurora Energy Research 2022; Schlandt 2023).

In der Praxis hat sich die Gewinnabschöpfung in Deutschland jedoch als wirkungsschwaches Instrument erwiesen. Laut Energy-Brainpool wurden mit 1,8 Mrd. Euro lediglich ein Zehntel der Braunkohle-Übergewinne abgeschöpft. Nach Schätzungen des DIW fielen allein bei den erneuerbaren Energien insgesamt 12 Mrd. an Übergewinnen für das Jahr 2022 und 2023 an. Auch hier wurde lediglich ein Bruchteil in Höhe von 250 Mio. Euro abgeschöpft (ZDF 2023). Konkrete Aussagen zu den tatsächlichen Einnahmen durch die Bundesregierung werden jedoch erst im August 2023 möglich (Deutscher Bundestag 2023).

[8] Prognostiziert wird der Verbrauch anhand des historischen Verbrauchs; meist gemessen am Vorjahr (BMWK 2023e).

Der Grund für die fehlende Abschöpfung war in erster Linie fallenden Strompreisen im Jahr 2023. Das Instrument ist somit nicht gescheitert, sondern die Marktentwicklung fiel deutlich besser aus als erwartet (Schlandt 2023)

Auf Grund der ausbleibenden Wirkung, bei hoher bürokratischer Belastung für die betroffenen Unternehmen, läuft das Instrument am 30. Juni 2023 aus und wird nicht bis April 2024 verlängert. In einem Bericht der Bundesregierung heißt es dazu: „Mit sinkenden Strompreisen und damit nur geringen Erlösen ist der Umsetzungsaufwand und der Eingriff in die Investitionsentscheidungen jedoch nicht mehr verhältnismäßig“ (Deutscher Bundestag 2023).

4. EMPFEHLUNGEN FÜR EIN VERBRAUCHERFREUNDLICHES STROMMARKT-DESIGN

Wettbewerb und Preissignale sind wichtig für die ökonomische Effizienz. Dies ist im Interesse der Verbraucher*innen, da dadurch die Kosten sinken. Andererseits zeigen die Erfahrungen mit der Energiepreiskrise, dass der Strommarkt aufgrund der Strompreiseffekte von großer Bedeutung für Haushalte und Unternehmen ist. Eine stärkere Regulierung kann so gerechtfertigt werden.

- Der **EE-Ausbau** muss auch künftig zusätzlich über einen **Fördermechanismus abgesichert** werden. Ein rein marktgetriebener Ausbau der erneuerbaren Energien weist ein großes Risiko auf, dass die Ausbauziele nicht erreicht werden (DIW, 2022a). Eine ausbleibende Dekarbonisierung hätte fatale und potenziell äußerst unsoziale Folgen für alle Verbraucher*innen.

Die beiden zentralen Instrumente zur Förderung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, die derzeit diskutiert werden, sind CfDs und PPAs.

- Mit **CfDs** steht ein Instrument bereit, dass einerseits EE-Investitionen gegen zu niedrige Marktpreise absichert, andererseits **Endverbraucher*innen vor zu hohen Marktpreisen schützt**. Im Gegensatz zur gleitenden Marktprämie sind Übergewinne dadurch nicht mehr möglich, und **es werden nicht mehr nur die Marktrisiken sozialisiert**.
- Eine **nachträgliche Gewinnabschöpfung** in Kombination mit der bisherigen einseitigen Marktprämie hat sich als **unwirksam und äußerst aufwändig in der Durchführung** herausgestellt.
- Die Art der Ausgestaltung eines CfD-Instruments ist essenziell, um die Effizienz des Systems zu gewährleisten. CfDs müssen so ausgestaltet werden, dass **Systemdienlichkeitsanreize gestärkt und Fehlanreize vermieden werden**. Hierfür wäre eine marktliche Optimierung beispielsweise durch die Entkopplung der Zahlung von der Produktionsmenge und der Etablierung von Referenzwerten oder Benchmarkanlagen (vgl. Schlecht et al. 2023), sowie die regulatorische Etablierung von Systemdienlichkeitsfaktoren in der Ausschreibung und der Bildung eines EE-Pools, denkbar (vgl. DIW 2023).
- Die Kosten für CfDs, und damit für die Endverbraucher*innen können höher sein, wenn besonders profitable Anlagen, anstatt das CfD-System, die PPA-Vermarktung wählen (DIW 2023). Dennoch sollte der **PPA-Markt weiterhin erhalten bleiben.** Auch wenn das Potenzial des PPA-Marktes begrenzt ist, können PPAs dennoch einen positiven Einfluss auf die Entwicklung des EE-Ausbaus haben. Außerdem ist aus wirtschaftlicher, sowie gesellschaftlicher Sicht sinnvoll, dass private Akteure in EE-Projekte investieren können.
- Das Potenzial zur Nutzung von PPAs ist unter anderem dadurch begrenzt, dass langfristige PPA das **Schuldenvolumen der privaten Gegenparte**i erhöhen kann und somit zu höheren Finanzierungskosten führt (Baringa, 2013; Standard and Poor's, 2017).
- Zusätzlich zur Finanzierungsfrage, müssen systemische **Flexibiltätspotenziale** gehoben werden. Neben der Industrie müssen auch Haushaltsverbraucher*innen befähigt werden, ihren Verbrauch zu Flexibilisieren. **Zeitvariable Tarife,** sowie die per-

spektivische Dynamisierung staatlich regulierte Preisbestandteile, insb. die **Netzentgelte,** sollten hierfür langfristig angestrebt werden. Eine Voraussetzung dafür, dass auch Verbraucher*innen von systemdienlichem Verhalten profitieren können, ist der flächendeckende Einbau intelligenter Messsysteme.

- **Erlöse des CfD-Modells** sollten direkt über den Stromverbrauch an die Endverbraucher*innen weitergegeben werden und nicht in den Bundeshaushalt abfließen (wie derzeit bei der Gewinnabschöpfung, da auch die Strompreisbremse aus dem Haushalt finanziert wird). Die preisglättende Wirkung ist damit direkt an den Verbrauch gekoppelt.
- Etwaige **Kosten der CfD-Förderung** sollten umgekehrt ebenfalls nicht aus dem Bundeshaushalt finanziert werden, sondern über den **Strompreis umgelegt** werden. Angesichts des prognostizierten zusätzlichen Stromverbrauchs für die Dekarbonisierung und der Limitationen beim Ausbau der EE ist eine effiziente Nutzung von Strom unabdingbar. Der Strompreis erfüllt daher eine wichtige Funktion, indem er die Effizienz der Stromnachfrage anreizt. Privilegien für einzelne Verbrauchergruppen (z.B. stromintensive Industrie) sollten jedoch – sofern nötig – als industriepolitische Aufgabe über den Haushalt finanziert werden, und nicht über eine höhere Umlage auf andere Verbrauchergruppen.
- Für **vulnerable Haushalte** sollte, sofern nötig, ein Kompensationsmechanismus außerhalb des Strompreises erfolgen. Zentral ist hierbei vor allem, dass sie bei Maßnahmen unterstützt werden, die ihren Stromverbrauch dauerhaft senken (Öko-Institut/FÖS 2022)

II. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Die stärkere Nutzung und der Ausbau Erneuerbarer Energien sind…

Abbildung 2: Der Merit-Order-Effekt

Abbildung 3: Entwicklung des deutschen Haushaltsstrompreis in Cent/kWh (nominale Preise) mit prozentualer Veränderung

Abbildung 4: Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte in Cent/kWh

Abbildung 5: Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgeltes für Haushaltskunden in Cent/kWh

Abbildung 6: Volumen und Kosten des Redispatch

Abbildung 7: reale Strompreisentwicklung in Euro/MWh bis 2040 (e.venture)

Abbildung 8: Entwicklung der Strompreise im Vergleich in Cent/kWh

Abbildung 9: Verteilungswirkungen von Stromkosten, 2022

Abbildung 10: Verteilungswirkungen steigender bzw. sinkender Stromkosten

Abbildung 11: Jährlich benötigter Zubau in GW

Abbildung 12: Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden, 2022

Abbildung 13: Entwicklung der Netzentgelte nach Verbrauchergruppen im Vergleich in Cent/kWh

Abbildung 14: Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen, 2022 (Mrd. kWh)

Abbildung 15: Preisabsicherungsfunktion eines CfDs

Abbildung 17: Einnahmestrom bei einem Financial CfD für einen Wind- oder Solarpark

Abbildung 18: Verschiedene Typen von PPAs

III.LITERATURVERZEICHNIS

Agentur für Erneuerbare Energien e.V. Umfrage: Wunsch nach Versorgungssicherheit beflügelt Akzeptanz von Erneuerbaren Energien. .Abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/umfrage-wunsch-nach-versorgungssicherheit-befluegelt-akzeptanz-von-erneuerbaren-energien. Letzter Zugriff am: 7.6.2023.

Agora Energiewende Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. .Abrufbar unter: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 25.8.2021.

Agora Energiewende, RAP Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern. .Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparente-energiewirtschaft/Agora_RAP_Netzentgelte_2018_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 15.5.2018.

Allocation Round Resouce Portal Key Dates for Allocation Round 5. .Abrufbar unter: https://www.cfdallocationround.uk/news/key-dates-allocation-round-5. Letzter Zugriff am: 7.6.2023.

Aurora Energy Research, M. Erneuerbare Energien bleiben trotz geplanter Gewinnabschöpfung wirtschaftlich profitabel, aber Verunsicherung des Markts könnte den weiteren Ausbau bremsen. .Abrufbar unter: https://auroraer.com/media/erneuerbare-energien-bleiben-trotz-geplanter-gewinnabschopfung-wirtschaftlich-profitabel-aber-verunsicherung-des-markts-konnte-den-weiteren-ausbau-bremsen/. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.

Bach, S., Beznoska, M., Steiner, V. Wer trägt die Steuerlast?: Verteilungswirkungen des deutschen Steuer- und Transfersystems. .Abrufbar unter: https://www.boeckler.de/pdf/p_study_hbs_347.pdf. Letzter Zugriff am: 8.2.2018.

Baringa Commercial Power Purchase Agreements A Market Study including an assessment of potential financial instruments to support renewable energy Commercial Power Purchase Agreements.

BDEW Strompreis - FAQ zum Thema Strompreis in Deutschland. .Abrufbar unter: https://www.bdew.de/presse/pressemappen/strompreis/. Letzter Zugriff am: 2.6.2023.

BDEW Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Dezember 2021. .Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20220728_BerichtRedispatch.pdf. Letzter Zugriff am: .

BDEW Die Energieversorgung 2022. .Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2022_final_20Dez2022.pdf. Letzter Zugriff am: .

BDEW, EY Fortschrittsmonitor 2022 Energiewende. .Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/original_images/2023/02/14/screen-ey-22-047-fortschrittsmonitor-bkl2302-v12-high.pdf. Letzter Zugriff am: .

BDEW, EY Teure neue Energiewelt. Stadtwerke zwischen Finanzierungsdruck und Transformationsbedarf. Kooperationen können helfen, sind aber noch zu selten. Stadtwerkestudie 2022.

BEE Neues Strommarktdesign 2022. .Abrufbar unter: https://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf. Letzter Zugriff am: .

BMWi Energiedaten, Gesamtausgabe. .Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html. Letzter Zugriff am: 25.9.2020.

BMWK Plattform Klimaneutrales Stromsystem – im Dialog für ein neues Marktdesign. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.a.

BMWK Was uns die Folgen des Klimawandels kosten – Merkblatt #01: Klimafolgekosten: Mehr als direkte Schäden.

BMWK FAQ Liste: Abschöpfung von Zufallsgewinnen. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-abschoepfung-von-zufallsgewinnen.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Letzter Zugriff am: .

BMWK Ein Stromnetz für die Energiewende. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.

BMWK Wie kann das Energiesystem der Zukunft aussehen?. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2021/03/kapitel-1-7-wie-kann-das-energiesystem-der-zukunft-aussehen.html#:~:text=Infolge%20der%20Sektorkopplung%20steigt%20in,900%20TWh%20im%20Jahr%202050. Letzter Zugriff am: .

BMWK Wohlstand klimaneutral erneuern: Werkstattbericht des BMWK. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.html. Letzter Zugriff am: 16.6.2023.d.

BMWK Preisbremsen für Strom und Gas | Bundesregierung. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/entlastung-fuer-deutschland/strompreisbremse-2125002. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.e.

Bundesnetzagentur Netzentgelt (Strom und Gas). .Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z_Glossar/N/Netzentgelt.html. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Bundesnetzagentur Netzreserve. .Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/artikel.html. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.a.

Bundesnetzagentur Ausschreibung Wind an Land: Gebotstermin 1. Februar 2022. .Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2022/Gebotstermin01022022/artikel.html. Letzter Zugriff am: 15.8.0222.ADb.

Bundesnetzagentur Monitoringbericht 2022: Marktbeobachtung Monitoring-Energie. .Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Letzter Zugriff am: .

Bundesregierung Nachhaltige Mobilität gestalten und fördern | Bundesregierung. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/eenergie-und-mobilitaet/nachhaltige-mobilitaet-2044132. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.a.

Bundesregierung Kosten des Klimawandels in Deutschland. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kosten-klimawandel-2170246. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.a.

Bundesregierung Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.b.

Bundesregierung Wegfall der EEG-Umlage entlastet Stromkunden | Bundesregierung. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.b.

Bundesregierung Preisbremsen für Strom, Gas und Wärme. .Abrufbar unter: https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/energiepreisbremsen-2145728. Letzter Zugriff am: 20.6.2023.c.

Canadian Climate Institute The United Kingdom's Contracts for Difference policy for renewable electricity generation. .Abrufbar unter: https://climateinstitute.ca/publications/uk-contracts-for-difference-policy-for-renewable-electricity-generation/. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.

ContextCrew Im Blickpunkt: Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien. .Abrufbar unter: https://www.contextcrew.de/im-blickpunkt-herkunftsnachweise-fuer-strom-aus-erneuerbaren-energien/. Letzter Zugriff am: 5.6.2023.a.

ContextCrew Geschäftsmodell Power Purchase Agreement (PPA): Alles Wichtige zum Megatrend. .Abrufbar unter: https://www.contextcrew.de/geschaeftsmodell-power-purchase-agreement-ppa-potenzial-zum-megatrend/. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.b.

DESTATIS Erdgas- und Stromdurchschnittspreise. .Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-DurchschnittsPreise/_inhalt.html. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.

Deutscher Bundestag Unterrichtung durch die Bundesregierung: Bericht zum zeitlichen Anwendungsbereich von Teil 3 des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse. .Abrufbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/071/2007172.pdf. Letzter Zugriff am: .

Deutschlandfunk Strombörsen - Teure Energie, hohe Gewinne. .Abrufbar unter: https://www.deutschlandfunk.de/strompreis-strommarkt-erneuerbare-stromboerse-100.html. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.

DIW Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a Renewable Energy Pool. In: SSRN Electronic Journal.Abrufbar unter: https://www.ssrn.com/abstract=4391536. Letzter Zugriff am: 11.5.2023.

DIW Marktprämie beschert Betreibern erneuerbarer Energien Zusatzgewinne – Differenzverträge würden VerbraucherInnen entlasten. .Abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.834286.de/publikationen/diw_aktuell/2022_0077/marktpraemie_beschert_betreibern_erneuerbarer_energien_zusat___ne_____differenzvertraege_wuerden_verbraucherinnen_entlasten.html. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.a.

DIW Differenzverträge fördern den Ausbau erneuerbarer Energien und mindern Strompreisrisiken. In: DIW Wochenbericht.Abrufbar unter: http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.851297.de. Letzter Zugriff am: 11.5.2023.b.

DIW Senkung der Mehrwertsteuer entlastet untere und mittlere Einkommen am stärksten. .Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.562886.de/17-31-1.pdf. Letzter Zugriff am: .

DIW DIW Glossar: Contracts for Difference (Differenzverträge). .Abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.670541.de/contracts_for_difference__differenzvertraege.html. Letzter Zugriff am: 17.5.2023.

DIW Strommarkt erklärt: Preisbildung, Preiskrise und die „Strompreisbremse“ : Ein Beitrag zur aktuellen Debatte über Eingriffe in den Strommarkt. .Abrufbar unter: https://www.diw.de/de/diw_01.c.858018.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2022_0184/strommarkt_erklaert__preisbildung__preiskrise_und_die____str___trag_zur_aktuellen_debatte_ueber_eingriffe_in_den_strommarkt.html. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.c.

Enercity So setzt sich der Strompreis zusammen. .Abrufbar unter: https://www.enercity.de/magazin/mein-leben/strompreis-zusammensetzung. Letzter Zugriff am: 2.6.2023.

Energie und Management Redispatch und einheitliche Netzentgelte als Kostentreiber. .Abrufbar unter: https://www.energie-und-management.de/nachrichten/netze/detail/redispatch-und-einheitliche-netzentgelte-als-kostentreiber-145485. Letzter Zugriff am: 10.8.2022.

Energy Brainpool Rolle von PPA im Strommarktdesign. .Abrufbar unter: https://greenplanet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/2023-02-23_GPE_Policy-Paper-PPA_EnergyBrainpool_FaH.pdf. Letzter Zugriff am: .

enervis Optionen zur steuerlichen Finanzierung eines Energiewendefonds. .Abrufbar unter: http://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2017/03/28/langfassung_gutachten_steuerliche_optionen_finanzierung_energiewendefonds.pdf. Letzter Zugriff am: 30.8.2017.

ENTSO-E Winter Outlook 2022-2023: Summer 2022 Review. .Abrufbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2022/Winter%20Outlook%202022-2023_Report.pdf. Letzter Zugriff am: .

ENTSO-E ENTSO-E Position on the EC proposals on Market Design. .Abrufbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2023/entso-e_EMDR_One-pagers_230406.pdf. Letzter Zugriff am: .

Europäische Kommission Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU.

e.venture Zukunft des deutschen Strommarktes.

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess der Energiewende Die Energie der Zukunft 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. .Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: .

FÖS Gesellschaftliche Kosten der Atomenergie in Deutschland. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2020/2020-09_FOES_Kosten_Atomenergie.pdf. Letzter Zugriff am: 22.9.2021.

FÖS Ein Energiemarktdesign für die Dekarbonisierung: Mehr Systemverantwortung für die Erneuerbaren, weniger Abhängigkeit von den Fossilen. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-10_FOES_DUH_Policy_Brief__Ein_Energiemarktdesign_fuer_die_Dekarbonisierung.pdf. Letzter Zugriff am: .

FÖS, DIW, Prognos Wirkung des nationalen Brennstoffemissionshandels – Auswertungen und Analysen. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-

12_FOES_Wirkung_des_nationalen_Emissionshandels.pdf. Letzter Zugriff am: 10.2.2023.

FÖS Soziale und ökologische Auswirkungen einer Senkung der EEG-Umlage. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2021/2021-06_FOES_EEG_Umlagesenkung.pdf. Letzter Zugriff am: 29.7.2021.

FÖS, Energy Brainpool Reformbedarf der Energiewendefinanzierung. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-03_FOES_fkz_um1743_31_60_reformbedarf__energiewendefinanzierung_bf.pdf. Letzter Zugriff am: .

FÖS, Klinski, S. Alternative Finanzierungsoptionen für erneuerbare Energien im Kontext des Klimaschutzes und ihrer zunehmenden Bedeutung über den Stromsektor hinaus. Endbericht. .Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-07-17_climate-change_20-2018_alternative-finanzierungsoptionen-ee_0.pdf. Letzter Zugriff am: 27.8.2018.

Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.

Germanwatch Global Climate Risk Index 2021: Who Suffers Most from Extreme Weather Events? Weather-Related Loss Events in 2019 and 2000-2019. .Abrufbar unter: https://reliefweb.int/sites/reliefweb.int/files/resources/Global%20Climate%20Risk%20Index%202021_1_0.pdf. Letzter Zugriff am: 9.6.2021.

Handelsblatt Strompreisentwicklung: Bleibt Strom für Verbraucher 2023 teuer?. .Abrufbar unter: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/strompreisentwicklung-bleibt-strom-fuer-verbraucher-2023-teuer/28741584.html. Letzter Zugriff am: 10.7.2023.

Hirth, L., Schlecht, I., Maurer, C. Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. .Abrufbar unter: https://neon.energy/Neon_Markt-Netz_BMWi.pdf. Letzter Zugriff am: 11.8.2022.

Infratest dimap ARD-DeutschlandTREND April 2023: Repräsentative Studie im Auftrag der ARD. .Abrufbar unter: https://www.infratest-dimap.de/umfragen-analysen/bundesweit/ard-deutschlandtrend/2023/april/. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Lehmann, N., Müller, J., Ardone, A., Karner, K., Fichtner, W. Regionalität aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen - Eine qualitative Inhaltsanalyse zu Regionalstrom in Deutschland. Karlsruhe.

Leopoldina, acatech, UNION der deutschen Akademien der Wissenschaften Strommarktdesign 2030: Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten.

Löschel, A., Veronika, Grimm, Matthes, F., Anke, Weidlich Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten.

Madlener, R. The European Market for Guarantees of Origin for Green Electricity: A Scenario-Based Evaluation of Trading under Uncertainty. .Abrufbar unter: https://papers.ssrn.com/abstract=3830442. Letzter Zugriff am: 5.6.2023.

Maurer, C. Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT 19/20429).

net4energy Definition Strommarkt 2.0 und das Energy-Only-Konzept. .Abrufbar unter: https://www.net4energy.com/wiki/strommarkt-2.0. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Netztransparenz.de Tabellarische Übersicht der Fälle nach § 51 EEG 2021. .Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise#:~:text=Gesetzestext%20%C2%A7%2051%20(1)%20EEG,negativ%20ist%2C%20auf%20null.%22. Letzter Zugriff am: 15.8.2022.

Newbery, D. Efficient Renewable Electricity Support: Designing an Incentive-compatible Support Scheme. In: The Energy Journal. Jg. 44, Nr. 3.Abrufbar unter: https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=4000. Letzter Zugriff am: 21.6.2023.

Next Kraftwerke Das Merit-Order-Modell: Eine Theorie mit Fragezeichen. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.a.

Next Kraftwerke Strompreis. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strompreis. Letzter Zugriff am: .

Next Kraftwerke Zwei Jahre Regionalnachweise – Verwaltungsmonster oder Zukunftsmodell?. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regional-nachweise-gruenstrom-aus-der-region. Letzter Zugriff am: .

Next Kraftwerke Power Purchase Agreement (PPA): Was ist das?. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa. Letzter Zugriff am: 8.6.2023.b.

Next Kraftwerke Gewinnabschöpfung + Strompreisdeckel: Das ändert sich. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/gewinnabschoepfung-strompreisdeckel. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.b.

Next Kraftwerke AT Was sind Herkunftsnachweise für Ökostrom?. .Abrufbar unter: https://www.next-kraftwerke.at/wissen/herkunftsnachweise. Letzter Zugriff am: 5.6.2023.

Öko-Institut, FÖS Energiepreiskrise: Wie sozial und nachhaltig sind die Entlastungspakete der Bundesregierung?. .Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-11_FOES_Energiepreiskrise.pdf. Letzter Zugriff am: 23.11.2022.

Prognos Klimaneutralität und Versorgungssicherheit im Strommarkt.

Prognos Neue Strompreisprognose bis 2040. .Abrufbar unter: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf. Letzter Zugriff am: .

PwC Power Purchase Agreements (PPA). .Abrufbar unter: https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/erneuerbare-energien/power-purchase-agreements-ppa.html. Letzter Zugriff am: 12.6.2023.

Reiner Lemoine Institut Weichenstellung ins erneuerbare Energiesystem.

RenewableUK Record amount of clean energy secured at record low prices for consumers, the low-down on AR4!. .Abrufbar unter: https://www.blog.renewableuk.com/post/record-amount-of-new-clean-energy-capacity-secured-at-record-low-prices-for-consumers-ar4-low-down. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.

Schlandt, J. Gewinnabschöpfung läuft ins Leere. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima.Abrufbar unter: https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/gewinnabschoepfung-laeuft-ins-leere. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.

Schlecht, I., Maurer, C., Hirth, L. Financial Contracts for Differences.

Schlecht, I., Hirth, L., Maurer, C. Financial Wind CfDs. .Abrufbar unter: https://www.econstor.eu/handle/10419/267597. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.

Secretary of State for Energy Security and Net Zero Contracts for Difference (CfD): Budget Notice for the fifth Allocation Round, 2023. .Abrufbar unter: https://www.cfdallocationround.uk/sites/default/files/2023-03/AR5%20Budget%20Notice%20PDF.pdf. Letzter Zugriff am: .

Statista Strombörse - Preisentwicklung am EPEX-Spotmarkt bis Mai 2023. .Abrufbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/289437/umfrage/strompreis-am-epex-spotmarkt/. Letzter Zugriff am: 10.7.2023.

Statista Research Department Gewerbe- und Industriestrompreise in Deutschland bis 2022. .Abrufbar unter: https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154902/umfrage/strompreise-fuer-industrie-und-gewerbe-seit-2006/. Letzter Zugriff am: 8.6.2023.

Tagesschau ARD-DeutschlandTrend: Klimawandel als wichtigstes Problem. .Abrufbar unter: https://www.tagesschau.de/inland/deutschlandtrend/deutschlandtrend-3339.html. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Tagesspiegel Background Energie & Klima Haseloff fordert bundesweit einheitliche Verteilnetzentgelte. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima.Abrufbar unter: https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/haseloff-fordert-bundesweit-einheitliche-verteilnetzentgelte. Letzter Zugriff am: 20.6.2023.

TaiyangNews UK's CfD Round 4 Secures 'Almost' 11 GW RE | TaiyangNews. .Abrufbar unter: https://taiyangnews.info/markets/uks-cfd-round-4-secures-almost-11-gw-re/. Letzter Zugriff am: 7.6.2023.

UBA Was ist ein Herkunftsnachweis?. .Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/was-ist-ein-herkunftsnachweis. Letzter Zugriff am: 5.6.2023.

UBA Regionalnachweisregister (RNR). .Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr#regionalnachweise-kurz-erklart. Letzter Zugriff am: .

UK Goverment Policy Paper. Contracts for Difference. .Abrufbar unter: https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference. Letzter Zugriff am: 31.5.2023.

Umweltbundesamt Erneuerbare-Energien-Gesetz. .Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz. Letzter Zugriff am: 1.6.2023.

Verbraucherzentrale Bundesverband GRUNDPREISANSTIEG AM NETZENTGELT STOPPEN - Private Verbraucher beim Netzentgelt für Strom entlasten. .Abrufbar unter: https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/2018/07/06/2018_06_29_positionspapier-vzbv_grundprei. Letzter Zugriff am: .

Wallbott, T., Dohles, N., Mundt, J. Regionaler Grünstrom – Interesse und Ansprüche von Verbraucher*innen: Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsprojekts „Ausweisung von regionalem Grünstrom in der Stromkennzeichnung". Dessau-Roßlau.

Wawer, T. Elektrizitätswirtschaft - Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel.

WirtschaftsWoche Pleitewelle erwischt Lition Energie: Nächster Stromversorger meldet Insolvenz an. .Abrufbar unter: https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/pleite-welle-erwischt-lition-energie-naechster-stromversorger-meldet-insolvenz-an/27749844.html. Letzter Zugriff am: 22.6.2023.

ZDF Stromkonzerne wie RWE: Was bringt die Gewinn-Abschöpfung?. .Abrufbar unter: https://www.zdf.de/uri/d4b55334-cc9b-4238-96c0-7a8d3bdfa531. Letzter Zugriff am: 19.6.2023.