

Berlin, 2. Januar 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Fakten und Argumente

Stromkostenentwicklung 2030+

Version: 02.01.2024

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Kernaussagen	4
3	Gestehungskosten und Marktpreise	5
4	Die Flexibilisierungsfähigkeit bestimmt die individuelle Stromkostenhöhe	9
5	Infrastrukturkosten: Netzausbau und -umbau wirkt kostensteigernd	11
6	Steuern, Abgaben und Umlagen	14
7	Weitere mittelbare Kostenfaktoren	15
8	Endkundenpreise mit besonderem Fokus auf Industriestrompreise	16
9	Fazit und Ableitungen	22

Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2040</i>	<i>6</i>
<i>Abbildung 2: Europäischer Vergleich der Haushaltsstrompreise 1. Halbjahr 2023</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 3: Effektive Stromkosten Industrie 70 bis 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 4: Effektive Stromkosten Industrie über 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich</i>	<i>18</i>
<i>Abbildung 5: Industrie: Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ 70 bis 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich</i>	<i>19</i>
<i>Abbildung 6: Industrie: Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ über 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich</i>	<i>20</i>
<i>Abbildung 7: Strompreise Industrie (Nicht-Haushaltskunden) 2. Halbjahr 2022</i>	<i>21</i>

1 Einleitung

Die tiefgreifende Transformation des Energiesystems hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung ist nicht nur mit technologischen und strukturellen Herausforderungen verbunden. Sie bedeutet auch umfassende Investitionen in das Energiesystem mit den entsprechenden Folgewirkungen für die Entwicklung der Stromkosten bis 2030 und darüber hinaus. Aktuell fokussiert die Debatte stark auf zukünftig sinkende Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien. Durch die Verdrängung der fossilen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien werden in der Schlussfolgerung sinkende Stromkosten und damit auch sinkende Strompreise für Letztverbraucher erwartet.

Grundsätzlich ist es richtig, dass Erneuerbare Energien durch ihre günstigen Stromgestehungskosten das Potenzial haben, die Stromkosten für Verbraucher dauerhaft zu senken. In der Debatte müssen jedoch neben den Stromgestehungskosten auch weitere wichtige Aspekte Beachtung finden. Erstens verursacht ein auf Wind und Sonne basierendes Stromsystem für die Sicherstellung zuverlässiger Stromlieferungen neben den Investitionen in die Erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit in der Regel hohen Kapitalkostenanteilen weitere elementare Systemkosten etwa für Stromspeicher, Flexibilitätsoptionen oder klimaneutrale Back-Up-Kapazitäten. Zweitens erfordert der unbedingt notwendige Netzaus- und -umbau zunächst deutlich höhere Investitionen, die sich auch auf die Höhe der Netzentgelte auswirken. Hinzu kommen noch Kosten für das Engpassmanagement. Drittens gehen die Investitionen sowohl für die Erzeugung als auch für die Infrastruktur mit Finanzierungskosten einher. Schließlich ist der Strompreis für Letztverbraucher nicht nur kostengetrieben, sondern beinhaltet staatlich induzierte Steuern, Abgaben und Umlagen und bestimmt sich im Markt nach Angebot und Nachfrage. Daher ist davon auszugehen, dass mittel- und langfristig die Stromkosten für Endverbraucher teilweise deutlich über den Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien liegen können. Dies diskreditiert jedoch weder die Energiewende noch die bisher erreichten positiven Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, sondern versachlicht die aktuelle Debatte. Denn es liegt ebenfalls auf der Hand, dass eine Verlangsamung der Energiewende oder ein anders gestaltetes Stromsystem nicht nur mit vermutlich höheren Kosten einher geht, sondern auch langfristig schlechtere Umwelt- und Lebensbedingungen bedeutet verbunden mit hohen Klimaanpassungskosten.

Eine reine Fokussierung auf die Gestehungskosten von Windenergie und Photovoltaik für eine Bewertung der zukünftigen Stromkostenentwicklung greift zu kurz. Aus Sicht der Letztverbraucher müssen Kostensenkungspotenziale der Erneuerbaren Energien im Zusammenhang mit den damit verbundenen System-, Infrastruktur- und Finanzierungskosten betrachtet werden. Das vorliegende Papier beschreibt qualitativ die grundsätzlichen Wirkmechanismen und Einflussfaktoren, die die zukünftige Stromkostenentwicklung mitbestimmen. Dabei wird auf die Kosten eines perspektivisch zunehmend klimaneutralen Stromsystems fokussiert. Die Betrachtung der Kostenentwicklung eines Systems ist nicht zwangsläufig identisch mit der Entwicklung der Endkundenpreise. Durch Förderinstrumente oder der Finanzierung von einzelnen Kostenfaktoren nicht direkt aus dem Strompreis werden Kosten der Stromversorgung an

andere Stellen umverteilt (z. B. Finanzierung der EEG-Umlage aus Haushaltsmitteln oder Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten) und damit bereits heute der Strompreis gedämpft. Solche Umverteilungseffekte sind letztlich energie- und wirtschaftspolitische Entscheidungen der Politik und werden im Folgenden nicht tiefer beleuchtet. Eine Beurteilung der Strompreisentwicklung wird ausdrücklich nicht betrachtet.

Auch wenn das vorliegende Papier das Augenmerk vor allem auf Stromkosten und damit mittelbar auf die Kosten der Energiewende legt, muss klar betont werden, dass Klimaschutzinvestitionen auch Wertschöpfung generieren, sowohl lokal als auch national und international. Zudem mindern sie nicht nur die langfristigen Folgekosten des Klimawandels wie beispielsweise Kosten für Klimaanpassungsmaßnahmen oder Gesundheitskosten, sondern stiften vor allem einen unermesslichen Nutzen in Form von besseren Umweltbedingungen und einer höheren Lebensqualität.

2 Kernaussagen

Grundsätzlich ist es richtig, dass Erneuerbare Energien durch ihre günstigen Stromgestehungskosten das Potenzial haben, die Stromkosten für Verbraucher dauerhaft zu senken. Allerdings müssen neben den Stromgestehungskosten vor allem auch elementare Systemkosten etwa für Stromspeicher, Flexibilitätsoptionen oder klimaneutrale Back-Up-Kapazitäten berücksichtigt werden. Zusätzlich sind steigende Netzentgelte für den Netzaus- und -umbau und schließlich staatlich induzierte Steuern, Abgaben und Umlagen Bestandteil von Stromkosten.

- Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien senkt den Marktpreis in jenen Zeiten deutlich, in denen sie Strom einspeisen bzw. preissetzend sind. Eine Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hilft damit nicht nur die Stromerzeugung zu dekarbonisieren, sondern auch die Strompreise im Großhandel zu senken.
- Die Flexibilisierung der Stromnachfrage kann starke kurzfristige Preisausschläge nach oben dämpfen.
- Der notwendige Zubau an Back-Up-Kapazitäten muss z. B. im Rahmen der aktuell vorgeschlagenen Kraftwerksstrategie, aber auch durch einen Kapazitätsmarkt kosteneffizient abgesichert werden, um die Belastung für die Letztverbraucher zu minimieren. Zusätzlich kann der Brennstoff Wasserstoff im Wettbewerb mit Erdgas verstromt werden, wenn Wasserstoff konkurrenzfähig wird oder die Differenzkosten gegenüber dem konventionellen Energieträger (Erdgaspreis zzgl. CO₂-Kosten) ausgeglichen werden, z. B. über einen MCCfD (Methan-Carbon-CfD).
- Die Kostensenkungspotenziale der Erneuerbaren Energien führen nicht zwangsläufig zu sinkenden Endkundenpreisen: Die Stromkostenhöhe eines Kunden hängt künftig stärker von seiner

Flexibilisierungsfähigkeit ab. Kunden, die ihren Stromverbrauch deutlich flexibilisieren können, können Niedrigpreisphasen ausnutzen und Hochpreisphasen ausweichen und damit ihre Stromkosten senken. Kunden mit wenig Flexibilisierungspotenzial (z. B. kontinuierliche Fertigungsprozesse, Rechenzentren, Sicherheitssysteme etc.) zahlen einen Mehrpreis für die Verstetigung ihrer Stromlieferung in Phasen mit geringer EE-Einspeisung, da der Stromlieferant höhere Veredelungs- und Systemkosten in das Lieferprodukt einpreisen muss.

- Um die Stromnetze sowohl auf der Übertragungs- als auch der Verteilerebene für die Energiewende und die Erreichung der Klimaneutralität fit zu machen, ist ein erheblicher Netzausbau mit entsprechend hohen Investitionen erforderlich. Daher ist perspektivisch mit einem Anstieg der Netzentgelte zu rechnen.
- Deutschland hat im europäischen Vergleich bei Haushaltskunden immer noch den zweithöchsten Betrag an Steuern, Abgaben und Umlagen trotz Wegfall der EEG-Umlage. Industriestrompreise sind sehr heterogen und stark durch individuelle kundenseitige Faktoren bestimmt. Die Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen kann sehr unterschiedlich ausfallen, je nachdem welche Entlastungstatbestände ein Industriebetrieb beanspruchen kann.
- Im europäischen Vergleich weist Deutschland mit die höchsten Strompreise für Haushaltskunden auf. Auch nach dem Wegfall der EEG-Umlage ist die Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen vergleichsweise immer noch sehr hoch. Große industrielle Stromverbraucher entrichten für Steuern, Abgaben und Umlagen (effektiv) durchschnittlich 1,3-2,2 ct/kWh. Im Einzelfall kann die effektive Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen aber auch deutlich höher liegen und auch höher als in anderen europäischen Ländern. Daher sollten Abgaben und Umlagen auf Strom weiter gesenkt werden, um den Unterschied zum Ausland so gering wie möglich zu halten.
- Trotz zusätzlicher System- und Infrastrukturkosten, die im Zuge der Transformation des Stromsystems entstehen, kann die Dekarbonisierung des Stromsystems aufgrund von Sektorkopplungseffekten zu Kosteneinsparungen in anderen Sektoren führen, sodass die Kosten des Energiesystems insgesamt sinken.

3 Gestehungskosten und Marktpreise

In der aktuellen Debatte wird oftmals betont, dass Erneuerbare Energien aufgrund ihrer gegenüber Gas- und Kohlekraftwerken günstigeren Stromgestehungskosten zukünftig die Stromkosten senken werden. Dieses Potenzial zur Stromkostensenkung steht außer Frage. Es ist allerdings zu beachten, dass der Strompreis im Stromgroßhandel durch die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bzw. des Stromangebots bestimmt wird und damit nicht zwangsläufig den Stromgestehungskosten der

Erneuerbaren Energien entspricht, sondern den Marktgegebenheiten. Zudem muss die zeitlich notwendige Korrelation zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch berücksichtigt werden.

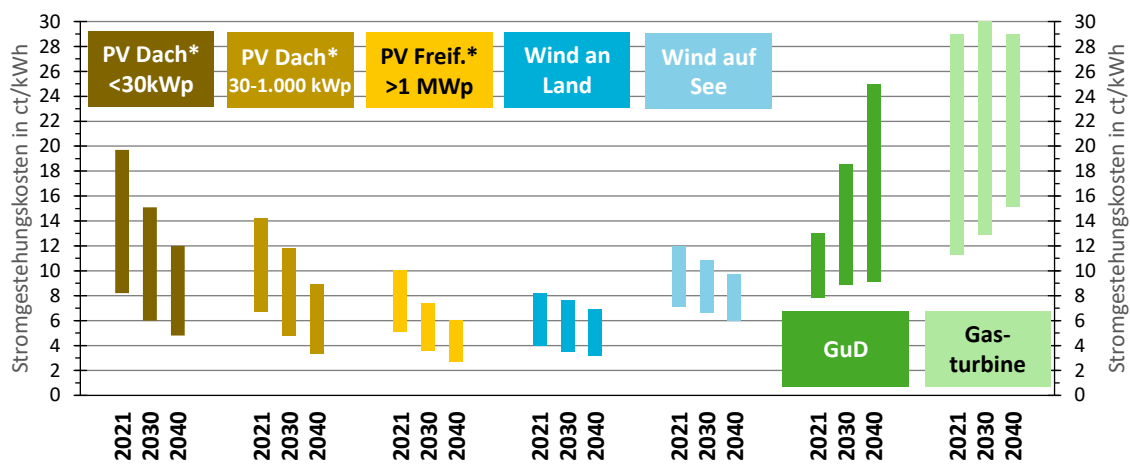
Studien zeigen für die Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien langfristig Bandbreiten bis 2040 für deutsche Standorte von

- 3-7 ct/kWh (2021: 4-8 ct/kWh) für Wind an Land
- 6-10 ct/kWh (2021: 7-12 ct/kWh) für Wind auf See
- 2-6 ct/kWh (2021: 5-10 ct/kWh) für PV-Freiflächenanlagen,

wobei die Gestehungskosten maßgeblich vom Standort, der Auslastung und den Anschaffungskosten bestimmt werden (s. Abb. 1)¹. Die Zahlen zeigen zudem, dass vor allem bei Wind an Land nur noch eine moderate Kostendegression in den nächsten Jahren zu erwarten ist.

Stromgestehungskosten

in ct/kWh (real in Preisen 2021)



Quelle: eigene Darstellung auf Basis Fraunhofer ISE „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Juni 2021“

*inkl. Batteriespeicher

Abbildung 1: Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2040

Aktuell steigende Herstellungskosten und höhere Finanzierungskosten aufgrund hoher Fremdkapitalanteile und langen Amortisationsdauern könnten diese Entwicklung hemmen oder vorerst für wieder

¹ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: “Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien”; Juni 2021

steigende Stromgestehungskosten sorgen. So sind nach Angaben des Statistischen Bundesamtes die Preise für Windanlagen von Januar 2021 bis August 2023 um 46 % gestiegen, die Preise für Solarzellen um 15 %². Die vergangene Ausschreibung für Freiflächen-PV erzielte einen durchschnittlichen mengen-gewichteten Gebotswert von 6,47 ct/kWh und lag damit im unteren Drittel der Bandbreite von 2021. Der Wert für Wind an Land lag mit 7,32 ct/kWh am oberen Rand der Bandbreite von 2021³.

Bezüglich der zukünftigen Stromkostenentwicklung gilt, dass Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien das Stromkostenniveau von Letztverbrauchern zwar beeinflussen, aber nicht allein bestimmen. Stromlieferanten beschaffen Strom an der Strombörse, d. h. für das Niveau der Stromkosten für Letztverbrauch sind die Marktpreise im Stromgroßhandel maßgeblich. Diese Marktpreise bilden auf Basis der Grenzkosten der Erzeugungstechnologien, also perspektivisch auf Basis der Grenzkosten von Erneuerbaren Energien und von klimafreundlichen Wasserstoffkraftwerken. Natürlich muss eine Erzeugungsanlage langfristig und im Durchschnitt mindestens ihre Vollkosten bzw. Gestehungskosten erwirtschaften, um profitabel zu sein. Damit ist auch in einem zukünftigen Stromsystem, das überwiegend auf Wind und Sonne basiert und deren Erzeugung idealerweise nicht subventioniert wird, erwartbar, dass die Marktpreise im Mittel mit den Gestehungskosten korrelieren. In einzelnen Phasen – beispielsweise bei hohen EE-Einspeisungen oder sehr geringer Nachfrage – werden aber auch deutlich niedrigere Marktpreise auftreten, da Wind- und PV-Anlagen nur geringe variable Kosten aufweisen und daher ihren Strom im Markt dennoch absetzen werden. Ein starker Ausbau mit Erneuerbaren Energien erhöht die Anzahl der Stunden mit geringen Strompreisen. Dies entlastet auf der einen Seite die Verbraucher, auf der anderen Seite erschwert es die Refinanzierung der Investitionen in Erneuerbare Stromerzeugung, da der Erlös in diesen Phasen unterhalb der Gestehungskosten liegt (sog. Kannibalisierungseffekt). Studien zeigen, dass die durchschnittlichen Markterlöse (sog. Capture Prices) für Wind und PV zukünftig eher am unteren Ende der Bandbreiten der prognostizierten Gestehungskosten liegen. Deshalb ist es sinnvoll, die Refinanzierung der von Erneuerbaren Energien ergänzend zu Instrumenten wie beispielsweise PPAs (Power Purchase Agreements) auch durch zweiseitige Differenzverträge (Contract für Difference (CfD)) abzusichern, die die Erfüllung der politischen Ausbauziele gewährleisten. Umgekehrt werden bei geringen EE-Einspeisungen und hoher Nachfrage höhere Marktpreise auftreten, die durch die Grenzkosten der dann notwendigen Back-Up-Kapazitäten – im zukünftigen Stromsystem z. B. vor allem H₂-Kraftwerke oder Stromspeicher – bestimmt werden. Inwieweit dies zu höheren Strompreisen führt, ist davon abhängig, welche Grenzkosten sich für klimaneutrale Back-Up-

² Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte: Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate (GP09-281124000) und Solarzellen (GP09-2611224011)

³ Pressemeldungen der Bundesnetzagentur vom 17.08.2023 und vom 08.09.2023

Kapazitäten ab 2030 tatsächlich ergeben. Aus Sicht des BDEW ist dabei zu beachten, dass ein Anreiz gesetzt wird, möglichst frühzeitig auf Wasserstoff umzusteigen. Neben allen Maßnahmen, die die Verfügbarkeit von H₂ erhöhen, kommen dafür auch nachfrageseitige Instrumente in Frage. Der Brennstoff Wasserstoff kann im Wettbewerb mit Erdgas verstromt werden, wenn Wasserstoff konkurrenzfähig wird oder die Differenzkosten gegenüber dem konventionellen Energieträger (Erdgaspreis zzgl. CO₂-Kosten) ausgeglichen werden, z. B. über einen MCCfD (Methan-Carbon-CfD). Das Fördervolumen kann durch die Anzahl der vergebenen MCCfD im Lichte der Verfügbarkeit von Wasserstoff und der Klimaziele für den Stromsektor gesteuert werden. So kann verhindert werden, dass es im Falle von illiquiden H₂-Märkten zu sehr hohen Preisen kommt. Kosteneffiziente Mechanismen zur Absicherung des notwendigen Zubaus an gesicherter Leistung wie z. B. durch Ausschreibungen von H₂-ready Kraftwerken, wie sie im Rahmen einer Kraftwerksstrategie vorgeschlagen werden sollen, aber auch durch einen Kapazitätsmarkt helfen zudem, die Belastung für die Letztverbraucher zu minimieren. Die notwendigen Investitionsanreize in diese Back-Up-Kapazitäten müssen entsprechend zeitnah gesetzt werden, um die Energiewende zu ermöglichen.

Zusätzlich wird der Marktpreis aber auch durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage bzw. deren Flexibilisierungspotenzial mitbestimmt. Eine höhere Reaktivität des Stromverbrauchs in Situationen mit geringerem Stromangebot senkt die Stromnachfrage und damit den Marktpreis und es werden extreme Preisspitzen vermieden. Umgekehrt können zuschaltbare Lasten wie Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen, Einspeicherungen in Stromspeicher oder industrielle flexibilisierte Prozesse für eine zusätzliche Nachfrage sorgen und damit den Marktpreis in Phasen hoher EE-Einspeisungen stabilisieren, aufgrund des hohen Stromangebots dennoch auf niedrigem Niveau. Dadurch wird die Finanzierung von EE-Anlagen verbessert, da Marktpreise nahe oder unter Null seltener auftreten.

Zwischenfazit 1:

- *Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien senkt den Marktpreis in den Zeiten deutlich, in denen sie Strom einspeisen bzw. preissetzend sind. Eine Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien hilft damit nicht nur die Stromerzeugung zu dekarbonisieren, sondern auch die Stromkosten zu senken.*
- *Die Flexibilisierung der Stromnachfrage kann starke kurzfristige Preisausschläge nach oben dämpfen.*

4 Die Flexibilisierungsfähigkeit bestimmt die individuelle Stromkostenhöhe

Trotz der Nutzung von Flexibilisierungspotenzialen auf der Nachfrageseite wird in Zukunft nicht die gesamte Stromnachfrage flexibel sein. Erstens wird ein substanzieller Teil des Stromverbrauchs inflexibel bleiben (z. B. inflexible Haushaltsnachfrage, IT-Systeme/Rechenzentren, Stand-by-Verbräuche, Sicherheitsanwendungen etc.), wobei das Flexibilisierungspotenzial bei Haushalten stark von deren zukünftigen Ausstattung abhängen wird. Haushalte, die beispielsweise eine PV-Anlage, einen Batteriespeicher, eine Wallbox oder eine Wärmepumpe betreiben, werden einen substanziellen Teil ihrer Stromnachfrage und damit ihres Netzbezugs flexibilisieren können. Zweitens wird es Bedarfe geben, die zwar flexibel sein könnten, aber selbst bei kurzzeitig hohen Marktpreisen Strom nachfragen, da der mit der Stromanwendung erzielte Mehrwert immer noch positiv ist, sei es im privaten Bereich bestimmt durch die persönliche Zahlungsbereitschaft oder in gewerblichen Prozessen bestimmt durch den erzielbaren Marktpreis für das Absatzprodukt.

In Bezug auf das Stromsystem bedeutet das, dass der Stromverbrauch nicht vollständig an die schwankende Stromerzeugung von Erneuerbaren Energien angepasst werden kann und daher zusätzliche Infrastruktur notwendig wird, um das Stromangebot teilweise zu verstetigen - maßgeblich durch die Vorkhaltung von H₂-fähigen Back-Up-Kapazitäten und von Stromspeichern, die zusätzliche Kosten verursachen. Für Stromlieferanten bedeutet dies, dass sie ihre Beschaffung an die Flexibilisierungsfähigkeit ihrer Kunden anpassen müssen, was in der Praxis teilweise bereits heute erfolgt und bestehende Potenziale bereits ausgeschöpft werden. Kunden mit der Möglichkeit zur Flexibilisierung können dann mit dynamischen Tarifen von den Phasen mit niedrigeren Strompreisen stärker profitieren. Für Kunden mit einem hohen Anteil an inflexiblem Stromverbrauch muss der Stromlieferant auch Strom liefern, wenn der Marktpreis höher ist. In den Beschaffungskosten sind dann auch die Kosten für die Inanspruchnahme von Back-up-Kapazitäten oder anderen angebotsseitigen marktlichen Flexibilitäten enthalten, um sein Lieferprodukt zu „veredeln“ und dem Kunden ein verstetigtes Lieferband anbieten zu können. Die höheren Kosten schlagen sich damit auch im weniger flexiblen Tarif für den Kunden nieder. Diese Systemkosten werden stärker auf Kunden mit inflexiblem Verbrauch oder Kunden mit einer höheren Zahlungsbereitschaft allokiert.

Aktuelle Untersuchungen unterstreichen die Bedeutung der zusätzlichen Kosten der Verstetigung von grünen Stromlieferungen. So zeigen Projektergebnisse von Fraunhofer IEG und dem Lehrstuhl Energiewirtschaft der BTU⁴, dass bei einer 90 % kohlenstoffneutralen Strombeschaffung eine gleichmäßige Stromlieferung an Industriekunden für knapp 10 ct/kWh Beschaffungskosten (reine Energiekosten

⁴ Fraunhofer IEG (Prof. Dr. Mario Ragwitz), Lehrstuhl Energiewirtschaft BTU (Felix Müsgens): „Grüne Grundlastfähigkeit für die Industrie“ vom 21.06.2023

ohne Netzentgelt und ohne Steuern, Abgaben und Umlagen) erreichbar ist, dies allerdings nur unter der Prämisse, dass die Kosten insbesondere für Langzeitspeicher sinken, Flexibilitätspotenziale bei der Stromnachfrage gehoben und weitere systemische Flex-Optionen berücksichtigt werden. Mit zunehmender Dekarbonisierung der Strombeschaffung steigen die Beschaffungskosten perspektivisch auf 13-14 ct/kWh, da dann keine bestehende fossile Back-Up-Kapazität mehr für den Ausgleich genutzt werden kann und damit der Bedarf an Elektrolyse und Rückverstromung von Wasserstoff im Stromsystem ansteigt.

Eine weitere aktuelle Studie von IW Consult und Frontier Economics⁵ zeichnet bis 2045 eine positivere Entwicklung der Stromkosten, bestätigt aber auch die Bedeutung der Veredelungskosten, um aus fluktuierenden Einspeisungen ein bedarfsgerechtes Lieferprodukt zu generieren. So werden für Deutschland die Gestehungskosten der fluktuierenden Stromeinspeisungen im Jahr 2045 mit durchschnittlich 3,1 ct/kWh beziffert. Das grundlastfähige Lieferprodukt verursacht insgesamt allerdings Beschaffungskosten von rd. 7 ct/kWh, d. h. mehr als die Hälfte der Beschaffungskosten entstehen durch die Versteigerung der fluktuierenden Einspeisung. Zudem zeigt die Studie auf, dass sowohl aufgrund seiner Erzeugungsstruktur als auch der klimatischen Bedingungen Deutschland im internationalen Vergleich deutlich höhere Gestehungskosten aufweist als Länder mit entweder großen Wasserkraftpotenzialen oder weit mehr Sonnenstunden.

Eine Abschätzung der zukünftigen Veredelungskosten ist aus heutiger Sicht allerdings schwierig und wird von verschiedenen Faktoren abhängen, zum einen vom Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa, da mit zunehmendem Ausbau die Anzahl der Stunden, in denen H₂-fähige Back-Up-Kapazitäten und Stromspeicher zur Residuallastdeckung bzw. zur Bedarfsdeckung des inflexiblen Verbrauchs benötigt werden, abnehmen und zum anderen von den Kosten für den Import oder die Erzeugung von Wasserstoff, die die Kosten der Residuallastdeckung mitbestimmen.

Zwischenfazit 2: Die Stromkostenhöhe eines Kunden hängt künftig stärker von seiner Flexibilisierungsfähigkeit ab. Kunden, die ihren Stromverbrauch deutlich flexibilisieren können, können Niedrigpreisphasen ausnutzen und Hochpreisphasen ausweichen und damit ihre Stromkosten senken. Kunden mit wenig Flexibilisierungspotenzial (z. B. kontinuierliche Fertigungsprozesse, Rechenzentren, Sicherheitssysteme etc.) zahlen einen Mehrpreis für die Versteigerung ihrer Stromlieferung in Phasen mit geringer EE-Einspeisung, da der Stromlieferant höhere Veredelungs- und Systemkosten in das Lieferprodukt einpreisen muss.

⁵ IW Consult und Frontier Economics: „Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland“ im Auftrag des Dezernat Zukunft vom 25.08.2023

5 Infrastrukturkosten: Netzausbau und -umbau wirkt kostensteigernd

Im Zuge der Energiewende und Dezentralisierung der Stromerzeugung findet die Stromerzeugung zunehmend weiter entfernt von den Verbrauchszentren statt als dies in der Vergangenheit der Fall war. Damit einher geht ein struktureller Umbau des Übertragungs- und des Verteilnetzes. Einerseits muss der Strom zu den Verbrauchszentren geleitet, andererseits flächendeckend dezentral Strom in das Verteilnetz eingespeist werden. Der vorwiegend küstennah stattfindende Ausbau der Windenergie führt zu einem höheren Bedarf an Nord-Süd-Übertragungsleitungen. Hinzu kommt der Ausbau des Offshore-Netzes, um die zukünftige Leistung der Windanlagen auf See zu vernetzen und anzubinden. Trotz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und obwohl inzwischen rund die Hälfte des Strombedarfs durch Erneuerbare gedeckt werden, ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland weiterhin vorbildlich. Im Jahr 2022 betrug die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je Kunde 12,2 Minuten⁶. Das ist ein internationaler Spitzenwert: Nur wenige Länder erreichten 2020 kürzere durchschnittliche Unterbrechungsdauern. In den meisten Ländern lagen diese höher, in manchen Ländern wie die USA, Italien oder Norwegen betrug die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je Kunde sogar mehr als eine Stunde⁷. Die Versorgungszuverlässigkeit ist für viele Verbraucher, insbesondere aus Gewerbe und Industrie ein relevanter Standortfaktor. Daher gilt es ein hohes Niveau an Versorgungszuverlässigkeit auch zukünftig sicherzustellen.

Bis die Netzausbau- und -umbauphase abgeschlossen ist, werden Engpassmanagement-Maßnahmen durch die Netzbetreiber erforderlich sein, um den Systembetrieb auch mit noch nicht perfekt ausgebautem Netz sicher zu stellen. Diese Kosten (2022: rd. 4,1 Mrd. €) sind keine originären Netzkosten, sondern notwendige Transformationskosten. Teile dieser Transformationskosten wurden bzw. werden in den Jahren 2023 und 2024 durch einen staatlichen Zuschuss gedeckt. Prognosen zeigen, dass weiterhin ein hohes Niveau an Transformationskosten auf der Übertragungsnetzebene zu erwarten ist. Gleichzeitig wird damit gerechnet, dass auch große Verteilernetzbetreiber umfangreiche Engpassmanagement-Maßnahmen ergreifen müssen. Eine Finanzierung dieser Transformationskosten aus einer externen Quelle ist daher in den kommenden Jahren sachgerecht und geboten.

Gemäß aktuellem Netzentwicklungsplan 2037/45 (NEP) beträgt das Investitionsvolumen in die Übertragungsnetze an Land bis 2037 156 Mrd. €. Dabei wird – wie gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) erforderlich – angenommen, dass die geplanten HGÜ-Leitungen überwiegend als Erdverkabelung ausgeführt werden. Der gemäß NEP erforderliche Ausbau der AC-Leitungen (Wechselstrom) erfolgt in der Regel als Freileitung. Hinzu kommen nochmals 106 Mrd. € bis 2037 für den Ausbau des Offshore-

⁶ Bundesnetzagentur: Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom

⁷ Weltbank-SAIDI-Index

Netzes, also in Summe 262 Mrd. €. Das bedeutet ab 2023 ein durchschnittliches Investitionsvolumen von über 17 Mrd. € pro Jahr. Zum Vergleich: In den vergangenen 10 Jahren investierten die Übertragungsnetzbetreiber durchschnittlich 3,4 Mrd. € pro Jahr, im Jahr 2022 waren es nach den Planzahlen 5,5 Mrd. €. Das bedeutet mittelfristig eine Verfünffachung des Investitionsvolumens der vergangenen Jahre bzw. eine Verdreifachung des Investitionsvolumens des Jahres 2022. Das bedeutet selbstverständlich nicht, dass die Netzentgelte in selbem Umfang steigen müssen, da diese (stark vereinfacht) nicht von den jährlichen Investitionen, sondern von den Abschreibungen bzw. dem jährlichem Werteverzehr der Netzassets abhängen und sich zudem ein steigender Stromverbrauch netzentgelt-dämpfend auswirkt. Neben dem monetären Anstieg der Investitionen müssen auch die notwendigen Ressourcen für die Realisierung der Investitionen – wie z. B. Fachkräfte, Materialien, Equipment – im Blick behalten werden, deren Verfügbarkeit ebenfalls begrenzt ist.

Auch die Verteilnetzbetreiber müssen ihre Stromnetze an die veränderten Strukturen im Zuge der Dezentralisierung und Sektorkopplung anpassen. Dezentrale Stromerzeugung wird zu 90 % am Verteilnetz angeschlossen und erfordert entsprechenden Netzausbau und Netzverstärkungen. Hinzu kommt, dass durch Sektorkopplungstechnologien der Leistungsbedarf lokal deutlich ansteigen wird (z. B. durch Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur). Dafür sind zusätzlich erhebliche Investitionen in die Verteilnetze mit entsprechenden Auswirkungen für die Netzentgelte erforderlich. Diese Entwicklung zeichnet sich bereits seit einigen Jahren ab: Laut Bundesnetzagentur stiegen die Investitionen der Stromverteilnetzbetreiber von 2,6 Mrd. € im Jahr 2017 auf 4,2 Mrd. € im Jahr 2021 und für das Jahr 2023 werden gemäß Plan-Kosten Investitionen in Höhe von 5,8 Mrd. € erwartet⁸. Zudem ergab die Abfrage bei den 82 Verteilnetzbetreibern, die rund 80 % der Stromkreislänge auf Verteilnetzebene abbilden, dass gemäß deren 10-Jahresplanungen bis zum Jahr 2032 über 42 Mrd. € Netzinvestitionen bei den befragten Netzbetreibern für bereits heute absehbare Einzelmaßnahmen erforderlich werden. Hinzu kommen steigende Kosten beim Netzbetrieb und es sind steigende Kosten für Tiefbaumaßnahmen, Transformatoren aber auch IT-Dienstleistungen zu erwarten. Darüber hinaus betont die Bundesnetzagentur, dass im Rahmen der von den Verteilernetzbetreibern bis zum 30.04.2024 fertigzustellenden neuerlichen Netzausbauplänen ein Anstieg des erwarteten Netzausbaubedarfs aufgrund der besseren Berücksichtigung der klimapolitischen Ziele zu erwarten ist. Zudem wird in den künftigen Netzausbauplänen erstmals auch über Ersatzmaßnahmen berichtet und damit die Gesamtdimension des Netzausbaus umfänglich erfasst. Und letztlich ist durch die kommunale Wärmeplanung bzw. Umsetzung der Wärmewende mit zusätzlichen strukturellen Anforderungen an die Stromnetze zu rechnen.

⁸ Bundesnetzagentur: „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022“; Juli 2023

Angesichts dieser immensen Investitionsbedarfe ist mit einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte zu rechnen. Ob oder wie deutlich die Netzentgelte tatsächlich ansteigen, ist letztlich aber auch davon bestimmt, inwieweit Politik und Staat etwa durch Netzentgeltzuschüsse die Netzkosten auf andere Art und Weise verteilen bzw. zu allokiieren will.

Die Netzkosten wirken sich auf die Verbraucher unterschiedlich aus und sind differenziert zu betrachten. Aktuell beträgt der Anteil der Netzentgelts am Strompreis für Haushaltskunden lediglich 21 %. Dabei variiert das Netzentgelt stark je nach dem an welcher Spannungsebene der Verbraucher angeschlossen ist. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass je höher die Spannungsebene, umso geringer ist das Netzentgelt. Bei bestimmten Industriekunden und besonderen Verbrauchern wirken zudem noch gesetzlich geregelte Netzentgeltminderungen. Hinzu kommt, dass in Netzgebieten mit stark zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und wenigen Verbrauchern tendenziell höhere spezifische Netzentgelte anfallen als in Netzgebieten mit geringeren Einspeisungen und hoher Verbrauchsdichte. Umgekehrt könnte aber auch die Wärmewende in urbanen Räumen mit hoher Verbrauchsdichte durch den steigenden Anteil von elektrischen Wärmepumpen ein bedeutender Faktor für die Netzkosten werden. Inwieweit dies sich dann auf die spezifischen Netzentgelte auswirkt, hängt zusätzlich aber auch von der Verbrauchsentwicklung ab, da bei steigendem Verbrauch in einem Netzgebiet die Netzkosten auf mehr gelieferte Kilowattstunden verteilt werden können. In diesem Zusammenhang spielen auch Prosumer-Lösungen im Haushalts- und Gewerbekundenbereich eine Rolle, da höhere Eigenverbrauchsmengen die Bezugsmengen aus dem Netz reduzieren und damit auf die Netzentgelthöhe wirken.

An dieser Stelle nicht betrachtet werden mögliche Auswirkungen auf den Netzausbau, die durch die Errichtung des geplanten H₂-Kernnetzes entstehen, da die erzeugungsnahe Produktion von Wasserstoff und deren großflächiger Transport den Stromnetzausbau zumindest teilweise substituieren kann. Da sich der Wasserstoffhochlauf und der Aufbau eines H₂-Kernnetzes derzeit noch in einem sehr frühen Stadium befinden, bleibt abzuwarten, inwieweit sich hier langfristig Substitutionsbeziehungen entwickeln können.

Zwischenfazit 3: *Um die Stromnetze sowohl auf der Übertragungs- als auch der Verteilerebene für die Energiewende und die Erreichung der Klimaneutralität fit zu machen, ist ein erheblicher Netzausbau mit entsprechend hohen Investitionen erforderlich. Daher ist perspektivisch mit einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte zu rechnen.*

6 Steuern, Abgaben und Umlagen

Steuern, Abgaben und Umlagen machen im Jahr 2023 für Haushaltskunden 27 % bzw. 12,5 ct/kWh des Strompreises aus. Vor allem der Wegfall der EEG-Umlage hat hier für spürbare Entlastung gesorgt. Im Jahr 2021 betrug der Anteil an Steuern, Abgaben und Umlagen noch 52 % bzw. 16,4 ct/kWh, also knapp 4 ct/kWh mehr. Der Wegfall der EEG-Umlage bedeutet allerdings nicht, dass damit auch die Förderung der EEG-Anlagen wegfällt. Diese wird nun eben aus Haushaltsmitteln des Bundes finanziert, wenngleich im vergangenen Jahr aufgrund der hohen Großhandelspreise für Strom sich die EEG-Anlagen mehr oder weniger selbst finanziert haben. Nach dem Wegfall der EEG-Umlage ist die mit Abstand größte Position die Mehrwertsteuer gefolgt von der Stromsteuer und Konzessionsabgabe. KWKG-Umlage, §19 StromNEV-Umlage und Offshore-Nutzungsumlage haben nur einen relativ kleinen Anteil an der Steuer- und Abgabenbelastung. Trotz Wegfall der EEG-Umlage hat Deutschland im europäischen Vergleich immer noch den zweithöchsten Betrag an Steuern, Abgaben und Umlagen hinter Dänemark und mit deutlichem Abstand zum Drittplatzierten Belgien.

Die Bewertung der Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen von Industriekunden muss sehr differenziert betrachtet werden. Zum einen gibt es Industriekunden, die stark durch die gesetzlichen Entlastungsregelungen begünstigt sind. Dies betrifft vor allem stromkostenintensive Branchen und Produktionsprozesse, deren Steuer-, Abgaben- und Umlagenbelastung nur noch aus wenigen Zehntelcent bestehen kann. Sind diese aufgrund sehr hoher Benutzungsstunden (gleichmäßig hoher Leistungsbezug) zusätzlich gemäß §19 StromNEV beim Netzentgelt privilegiert, kann deren Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen und Netzentgelt unter einem halben Cent/kWh liegen. Oder umgekehrt ausgedrückt: Ihre effektiven Stromkosten werden überwiegend durch die Energiekosten bzw. Beschaffungskosten bestimmt. Umgekehrt gibt es Industriekunden, die selbst bei hohem Stromverbrauch weder energie- noch stromkostenintensiv sind und nur von den für das produzierende Gewerbe generell gültigen Entlastungsregelungen profitieren. Deren effektive Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen kann dann auch bei hohem Stromverbrauch 1-2 ct/kWh betragen (Vorsteuerabzugsfähigkeit der Umsatzsteuer und Spitzenausgleich Stromsteuer bereits berücksichtigt, wobei derzeit der Wegfall des Spitzensteuerausgleichs diskutiert wird). Die ungefähre quantitative Einordnung der Bandbreite von Steuern, Abgaben und Umlagen macht deutlich, dass Industriestrompreise generell, aber insbesondere die Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen je nach Verbrauchsverhalten, Branchenzuordnung und Betriebscharakteristik sehr unterschiedlich sein kann. Nicht berücksichtigt in der Betrachtung ist die Strompreiskompensation, die nicht Teil des Strompreises ist, sondern als nachgelagerte Rückerstattung an die entsprechenden Betriebe geleistet wird. Je nach Branche oder Produktionsprozess wird darüber eine spürbare Entlastung erzielt.

Zwischenfazit 4:

- Der Wegfall der EEG-Umlage seit 01. Juli 2022 hat die Stromkunden deutlich entlastet. Dennoch hat Deutschland im europäischen Vergleich bei Haushaltskunden immer noch den zweithöchsten Betrag an Steuern, Abgaben und Umlagen.
- Industriestrompreise sind sehr heterogen und stark durch individuelle kundenseitige Faktoren bestimmt. Die Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen kann sehr unterschiedlich ausfallen, je nachdem welche Entlastungstatbestände ein Industriebetrieb beanspruchen kann.

7 Weitere mittelbare Kostenfaktoren

Neben den direkten Kosten der Stromversorgung im Sinne der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Verteilung und Vertrieb können weitere mittelbare kostensteigernde Faktoren zukünftig auftreten. Dies sind aufgrund geopolitischer Risiken insbesondere erhöhte Herstellungs- und Errichtungskosten oder erhöhte Kosten für Instandhaltung und Wartung aufgrund von Lieferkettenproblemen und Rohstoffabhängigkeiten, Kosten für zusätzliche Aufwendungen, um das Stromversorgungssystem resilienter zu machen sowie steigende Lohn- und Personalkosten infolge von Fachkräftemangel.

Lieferkettenproblematik, Rohstoffsicherheit und Resilienz in der Energiewende: Die Corona-Pandemie und der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine haben deutlich gezeigt, dass im Zuge der Globalisierung eingespielte internationale Liefer- und Wertschöpfungsketten abrupt gestört oder sogar gänzlich unterbrochen werden. Hinzu kommt eine deutlich höhere Rohstoffabhängigkeit bei Energiewende-Technologien. Während fossile Infrastrukturen überwiegend vorhandene Rohstoffe, wie mineralische Stoffe (z. B. Beton), Stahl, Kupfer oder metallische Legierungen benötigten, sind für viele Energiewende-Infrastrukturen eine Vielzahl chemischer Elemente und Verbindungen erforderlich, die als Folge der Globalisierung zunehmend außerhalb der westlichen Welt abgebaut bzw. verarbeitet werden und dies mit Konzentration auf wenige bestimmende Akteure wie z. B. China. Daraus ergeben sich bedenkliche Abhängigkeiten und gibt einzelnen Ländern die Möglichkeit zur politischen Instrumentalisierung von Lieferketten. Selbst Mengenreduzierung würden bereits zu steigenden Preisen und damit höheren Kosten der Energiewende führen. Hinzu kommt das am 01. Januar 2023 in Kraft getretene EU-Lieferkettengesetz, welches umfangreiche Sorgfalts- und Berichtspflichten von Unternehmen sowie Präventions- und Abhilfemaßnahmen einfordert. Auch dies kann dazu führen, dass für die Energiewende dringend benötigte Produkte, Materialien und Dienstleistungen entweder gar nicht mehr oder zu erhöhten Preisen bezogen werden können.

Langfristig sind strategisch orientierte Maßnahmen notwendig, die jedoch wegen langer Vorlaufzeiten (> 10 Jahre) nicht unmittelbar Wirkung zeigen werden. Dazu gehören eine Wiederbelebung der Rohstoffförderung in Europa sowie eine konsequente Vorbereitung einer auf Recycling und Reparaturfähigkeit basierenden Kreislaufwirtschaft. Letztlich muss Deutschland bereit sein, für strategische Souveränität und Versorgungssicherheit eine Art Versicherungsprämie zu zahlen. Deren Akzeptanz wird

davon abhängen, ob es gelingt, die damit verbundenen Kosten so gering wie möglich zu halten und diese gerecht zu verteilen

Stärkung der Resilienz von Versorgungsinfrastrukturen: Moderne und hochindustrialisierte Länder mit komplexen und integrierten Infrastrukturen sind anfällig für Angriffe auf ihre kritischen Infrastrukturen, zu denen auch die Stromversorgung zählt. Dabei sind nicht nur physische Angriffe auf Infrastrukturen bedrohlich, sondern vor allem Cyberangriffe, die teilweise unentdeckt und aus der Ferne durchgeführt werden können. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) spricht in seinem Bericht für das Jahr 2022 von einer Zuspitzung der bereits zuvor angespannten Lage im Cyber-Raum und führt weiter aus, dass eine Störung, Beeinträchtigung oder auch ein Ausfall kritischer zentraler Dienstleistungen zu nachhaltig wirkenden Versorgungsengpässen oder erheblichen Störungen der öffentlichen Sicherheit führen kann. Daher sind resiliente kritische Infrastrukturen von hohem Wert für eine Gesellschaft. Eine Steigerung der Resilienz kann durch Diversifikation von Lieferbeziehungen und Technologien oder auch der Errichtung redundanter Systeme und Maßnahmen zur Verbesserung der IT-Sicherheit erreicht werden, ist aber mit zusätzlichen Kosten verbunden.

Fachkräftemangel: Die Investitionen in die Energiewende erfordern neben Rohstoffen und Energiewendeprodukten auch ausreichend Fachkräfte, um diese zu realisieren. Der steigende Fachkräftemangel in nahezu allen Branchen sorgt für erhebliche Konkurrenz um diese Fachkräfte und damit zu steigenden Lohn- und Personalkosten und hat erheblichen Einfluss auf die zeitliche Umsetzbarkeit der notwendigen Investitionen.

8 Endkundenpreise mit besonderem Fokus auf Industriestrompreise

Infolge der Energiekrise sind die Strompreise für Endkunden deutlich angestiegen. Haushaltskunden bezahlen 2023 bislang durchschnittlich 15 % mehr für Strom als im 2. Halbjahr 2022. Allerdings ist seit dem 2. Quartal 2023 wieder eine sinkende Tendenz der Endkundenpreise erkennbar. Den größten Anteil am Strompreis für Haushalte haben derzeit die Kosten für Beschaffung und Vertrieb mit 52 % gefolgt von den Steuern, Abgaben und Umlagen mit 27 %. Die Netzentgelte machen derzeit 21 % des Strompreises aus. Aber nicht nur in Deutschland sind die Strompreise für Haushaltskunden deutlich angestiegen. Dennoch weist Deutschland im europäischen Vergleich aktuell mit die höchsten Strompreise für Haushaltskunden auf. Lediglich in Rumänien, Belgien und den Niederlanden ist Strom derzeit noch teurer und der durchschnittliche Haushaltsstrompreis liegt um gut 40 % über dem EU-Durchschnitt. Ein Grund dafür sind trotz Wegfall der EEG-Umlage die immer noch mit Abstand höchsten Steuern, Abgaben und Umlagen, die in anderen Ländern wie beispielsweise Frankreich, den Niederlanden, Italien oder Spanien um mehr als die Hälfte niedriger sind.

Strompreise Haushalt

in ct/kWh, inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen, 1. Hj. 2023

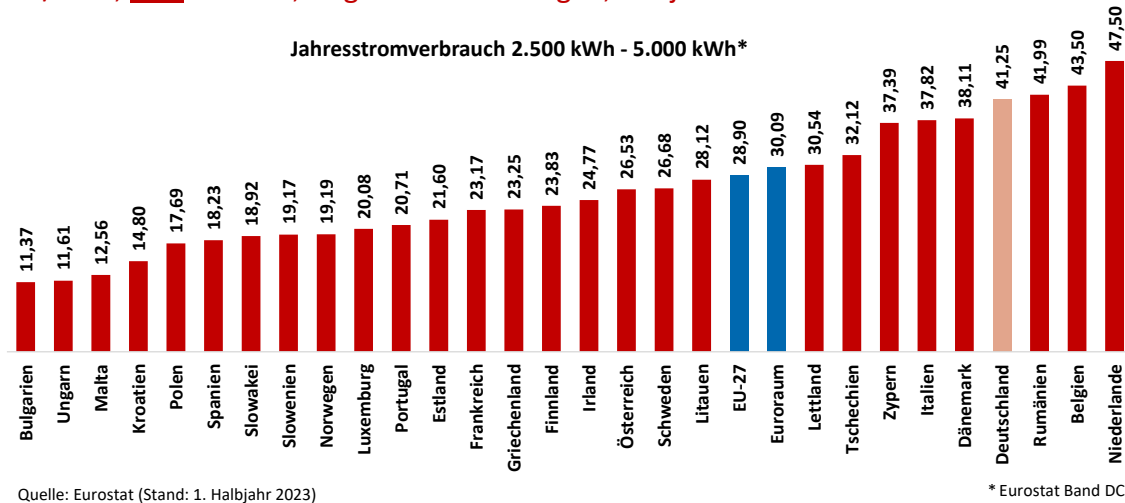


Abbildung 2: Europäischer Vergleich der Haushaltsstrompreise 1. Halbjahr 2023

Bei den Industriestrompreisen zeichnet sich ein leicht anderes Bild ab. Im europäischen Vergleich lagen die deutschen Industriestrompreise (effektive Stromkosten) im 1. Hj. 2023 etwa im Mittelfeld der Bandbreite und nur leicht über dem EU-Durchschnitt.

Strompreise Nicht-Haushaltskunden (Industrie)

in ct/kWh, ohne erstattungsfähige Steuern, 1. Hj. 2023 (effektive Stromkosten)

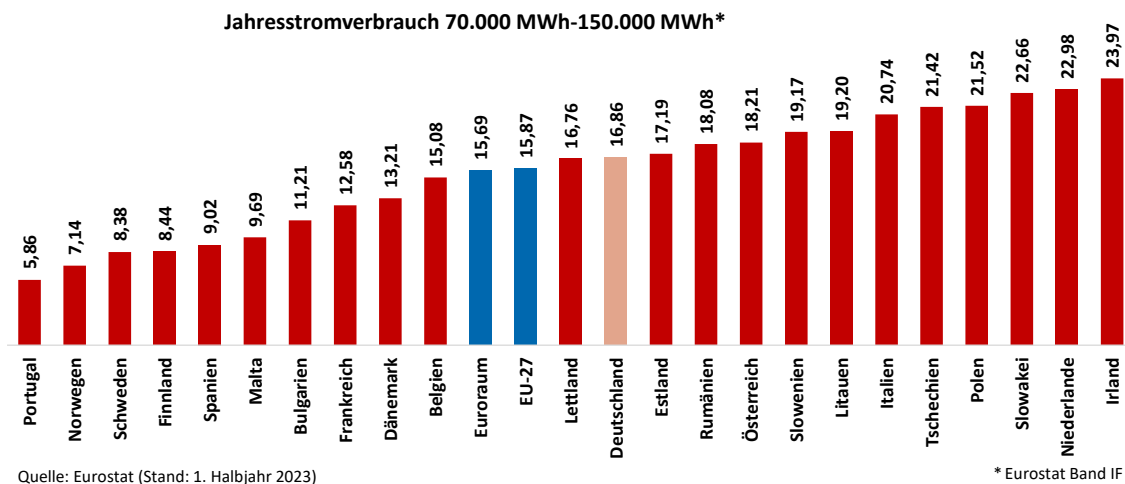
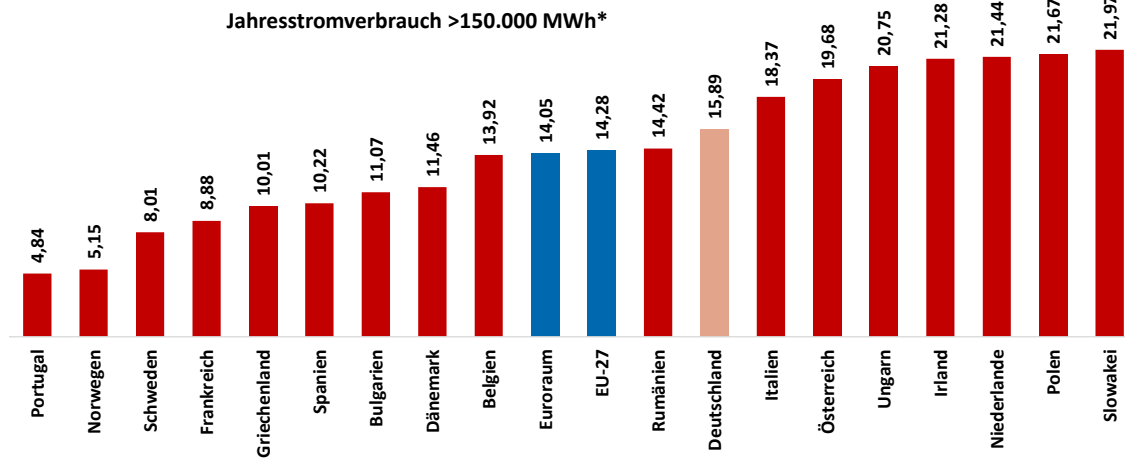


Abbildung 3: Effektive Stromkosten Industrie 70 bis 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich

Strompreise Nicht-Haushaltskunden (Industrie)

in ct/kWh, ohne erstattungsfähige Steuern, 1. Hj. 2023 (effektive Stromkosten)



Quelle: Eurostat (Stand: 1. Halbjahr 2023)

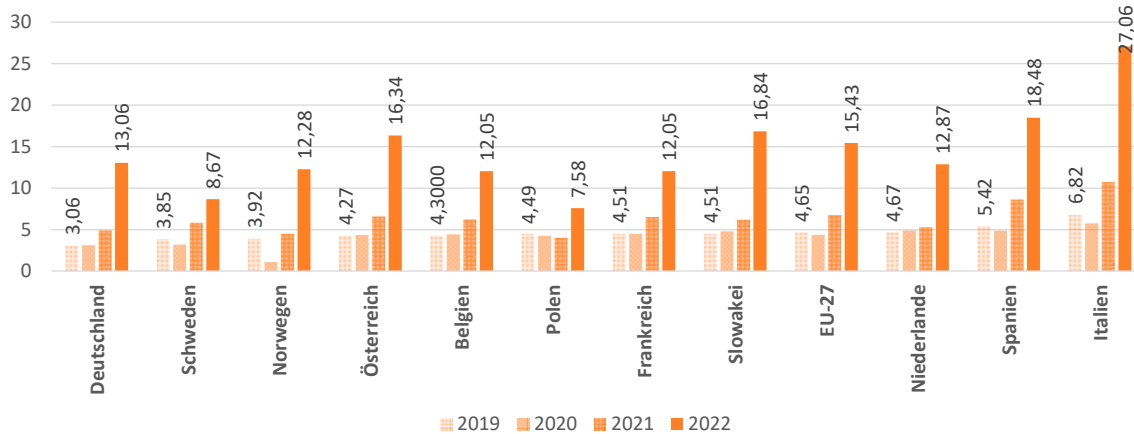
* Eurostat Band IG

Abbildung 4: Effektive Stromkosten Industrie über 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich

Dennoch haben bedeutende europäische Industrieregionen (Frankreich, Benelux) oder Skandinavien teilweise deutlich niedrigere Stromkosten bei großen industriellen Stromverbrauchern (70-150 GWh/a und >150 GWh/a). Dies hat aber nicht allein mit den Gestehungskosten der Stromerzeugung oder weiteren Kosten der Stromversorgung zu tun, sondern auch mit der Belastung aus Steuern, Abgaben und Umlagen, unterschiedlichen Infrastrukturkosten sowie in einigen Ländern geförderte Strompreise für industrielle Großkunden. Zudem unterscheiden sich die Strompreise aufgrund der Erzeugungsstruktur eines Landes, z. B. bei hohen Wasserkraftpotenzialen wie beispielsweise in Norwegen.

Interessant ist allerdings, dass sich dieses Bild bei der Betrachtung der reinen Kosten für Energie und Beschaffung (ohne Steuern, Abgaben und Umlagen und ohne Netzentgelte) deutlich relativiert. Und das erst recht in einer Betrachtung ab dem Jahr 2019.

Industrie: nur Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ Jahresverbrauch 70-150 Mio. kWh/a



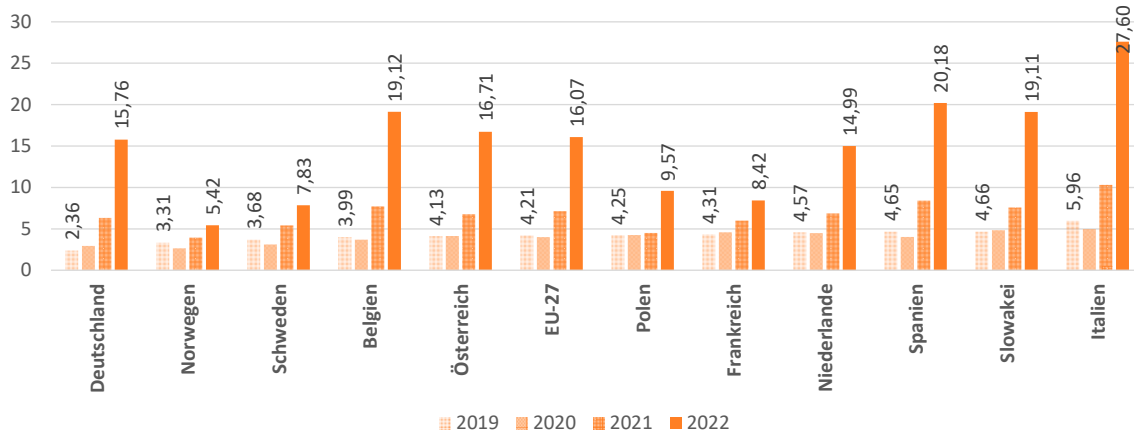
Quelle: Eurostat

Abbildung 5: Industrie: Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ 70 bis 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich

So weist Deutschland im Jahr 2019 im europäischen Vergleich den geringsten Betrag für den Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ bei großen Stromverbrauchern mit 70-150 Mio. kWh Jahresverbrauch auf. Und selbst im Jahr 2022 liegt der Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ nur unwesentlich höher als beispielsweise in Frankreich oder Norwegen.

Auch bei der Betrachtung der sehr großen Verbraucher (>150 Mio. kWh Jahresverbrauch) gilt dies für das Jahr 2019. Für das Jahr 2022 ändert sich dies in Bezug auf Frankreich und Norwegen dann allerdings deutlich u. a. aufgrund von spezifischen Entlastungsregelungen für energieintensive Industrien. Und das, obwohl auch in Deutschland Entlastungsregelungen für energieintensive Unternehmen bestehen.

Industrie: nur Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ Jahresverbrauch >150 Mio. kWh/a



Quelle: Eurostat

Abbildung 6: Industrie: Preisbestandteil „Energie und Vertrieb“ über 150 Mio. kWh Jahresverbrauch im europäischen Vergleich

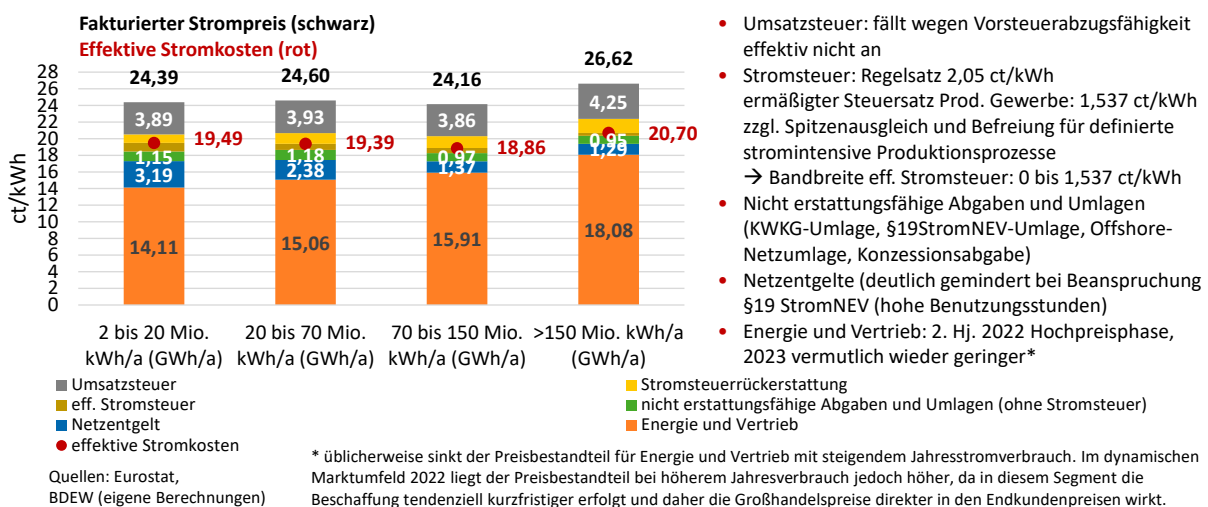
Allerdings zeigen die Eurostat-Zahlen lediglich die durchschnittlichen Preise für verschiedene Verbrauchsfälle: Den einen Industriestrompreis gibt es auch hier nicht. Das liegt einerseits an den bereits skizzierten unterschiedlichen Steuern, Umlagen und Abgaben. Andererseits hängt der Einkaufspreis von vielen Faktoren, etwa vom Verbrauchsband, aber auch von der maximalen Bezugsleistung, den Vollbenutzungstunden oder der Entnahmeebene ab.

Im 2. Hj. 2022 lagen die fakturierten Industriestrompreise in Deutschland durchschnittlich bei etwa 24-27 ct/kWh, wobei sich die effektiven Stromkosten unter Berücksichtigung der Vorsteuerabzugsfähigkeit der Umsatzsteuer und des ermäßigten Stromsteuersatzes für das produzierende Gewerbe sowie den Spitzensteuerausgleich um die 20 ct/kWh bewegten. Allerdings sind die Bandbreiten innerhalb einer Verbrauchsgruppe durchaus erheblich. Können Unternehmen sämtliche Entlastungsregelungen in Anspruch nehmen, liegen ihre effektiven Stromkosten nur unwesentlich über den Beschaffungs- und Vertriebskosten. Auch die Netzentgelthöhe kann sich je nach Entnahmeebene und Abnahmemechanistik deutlich unterscheiden. So ist bei Entnahme aus dem Höchstspannungsnetz eine Bandbreite von rd. 1,5 bis 3 ct/kWh durchaus möglich. Bei einem Anschluss an die Mittelspannungsebene steigt das Netzentgelt derzeit entsprechend auf ungefähr 3-4 ct/kWh. Sofern große Stromverbraucher keine oder nur wenige Entlastungsregelungen beanspruchen können, da sie trotz eines hohen Stromverbrauchs nicht stromkostenintensiv sind, liegen ihre effektiven Stromkosten dementsprechend deutlich höher.

Mit dem Rückgang der Großhandelspreise für Strom seit Ende 2022, ist davon auszugehen, dass der Preisbestandteil für Energie und Vertrieb aktuell wieder niedriger liegen dürfte. Dennoch lässt das aktuelle Preisniveau am Terminmarkt von ca. 100-160 €/MWh (10-16 ct/kWh) für Lieferungen für die Jahre 2024 bis 2026 nicht erwarten, dass hier das Vorkrisenniveau kurz- bis mittelfristig wieder erreicht wird.

Strompreise Industrie 2. Halbjahr 2022

Durchschnittswerte je Verbrauchsband, individuell sehr unterschiedlich!



- Umsatzsteuer: fällt wegen Vorsteuerabzugsfähigkeit effektiv nicht an
- Stromsteuer: Regelsatz 2,05 ct/kWh ermäßigter Steuersatz Prod. Gewerbe: 1,537 ct/kWh zzgl. Spitzenausgleich und Befreiung für definierte stromintensive Produktionsprozesse
→ Bandbreite eff. Stromsteuer: 0 bis 1,537 ct/kWh
- Nicht erstattungsfähige Abgaben und Umlagen (KWKG-Umlage, §19StromNEV-Umlage, Offshore-Netzzulage, Konzessionsabgabe)
- Netzentgelte (deutlich gemindert bei Beanspruchung §19 StromNEV (hohe Benutzungsstunden))
- Energie und Vertrieb: 2. Hj. 2022 Hochpreisphase, 2023 vermutlich wieder geringer*

Abbildung 7: Strompreise Industrie (Nicht-Haushaltskunden) 2. Halbjahr 2022

Zwischenfazit 5:

- Im europäischen Vergleich weist Deutschland mit die höchsten Strompreise für Haushaltskunden auf. Auch nach dem Wegfall der EEG-Umlage ist die Belastung durch Steuern, Abgaben und Umlagen vergleichsweise hoch.
- Große industrielle Stromverbraucher entrichteten für Steuern, Abgaben und Umlagen (effektiv) durchschnittlich 1,3-2,2 ct/kWh. Im Einzelfall kann die effektive Belastung mit Steuern, Abgaben und Umlagen aber auch deutlich niedriger oder höher liegen.
- Der Industriestrompreis wird bei großen industriellen Verbrauchern maßgeblich durch den Preisbestandteil „Energie und Beschaffung“ bestimmt.

9 Fazit und Ableitungen

Die Transformation des Stromsystems hin zur Klimaneutralität ist eine klima- und industriepolitische Notwendigkeit, die mit hohen Investitionen verbunden ist. Es sind aber folgerichtige und lohnende Investitionen, die die Energieversorgungsinfrastruktur modernisieren, um Wohlstand und Wertschöpfung in Deutschland zu halten. Zudem ist die Transformation des Stromsystems der maßgebliche Treiber für die Dekarbonisierung anderer Sektoren, also in der Industrie, im Gebäudebereich oder im Verkehr und mindert dort Energiekosten. Der Transformationsprozess des Stromsystems ist dabei möglichst kosteneffizient zu gestalten und sollte zudem in jenen Bereichen, in denen es möglich ist, einen marktgetriebenen Hochlauf von Energiewendetechnologien ermöglichen. Zudem sind Rahmenbedingungen notwendig, die Flex-Optionen anreizen und marktfähig machen, da durch die Hebung von Flexibilitätspotenzialen die erforderlichen Kosten für eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom gemindert werden können. Und letztlich erfordert der Netzausbau und -umbau auf Übertragungs- und Verteilerebene vor allem Investitionen, aber auch den politischen Umsetzungswillen, um das Netz an die neuen strukturellen Gegebenheiten einer dezentralen Stromerzeugung und durch Sektorkopplung entstehenden Bedarfe anzupassen. Zudem sind die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass die Netzbetreiber angereizt werden, die notwendigen Investitionen zu realisieren, andererseits muss es ihnen möglich sein, das Netz möglichst kostengünstig auszubauen. Dabei wirken die Netzinvestitionen gerade beim Engpassmanagement auch kostenmindernd. Und die Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen und Investitionen muss zeitnah und zügig erfolgen, um Planungsunsicherheiten und Ineffizienzen zu vermeiden.

Erneuerbare Energien können zukünftig kostengünstig Strom in ausreichenden Mengen bereitstellen. Um deren Kostenvorteile gegenüber konventionellen Erzeugungsoptionen voll ausnutzen zu können, entstehen vor allem während der Transformationsphase zusätzliche System- und Netzkosten. Kosteneffizienz, die Nutzung von Skaleneffekten und sinnvolle und in sich stimmige Rahmenbedingungen, die einer integrierten Energiewende gerecht werden, sind daher unabdingbar, um langfristig ein klimaneutrales, nachhaltiges und kosteneffizientes Energie- und Stromsystem zu erlangen. Und das nicht zum Selbstzweck, sondern um zukünftig die Bezahlbarkeit von Strom zu gewährleisten und vor allem um langfristig die Folgekosten des Klimawandels zu begrenzen, bessere Umweltbedingungen zu schaffen und eine höhere Lebensqualität zu erreichen.

Ansprechpartner

Tilman Schwencke
Leiter Strategie und Politik
Telefonnummer: +49 30 300199 1090
Tilman.schwencke@bdew.de

Christian Bantle
Fachgebietsleiter Abteilung Volkswirtschaft
Telefonnummer: +49 30 300199 1611
christian.bantle@bdew.de