

An aerial photograph of a large industrial facility, likely a steel mill or refinery, during sunset. The sky is filled with orange and pink clouds. Several tall smokestacks are visible, with thick plumes of white steam or smoke rising from them. The facility is complex, with numerous pipes, structures, and conveyor belts. A river or canal flows through the middle ground, with a bridge visible in the distance. The foreground shows some greenery and a road.

# Entlastungspakete für die Industrie: Hemmnis für die Transformation?

**Die vorliegende Analyse entstand im Auftrag des WWF vom**



<b>Herausgeber</b>	WWF Deutschland , Reinhardtstraße 18, 10117 Berlin
<b>Stand</b>	Mai 2023
<b>Autor:innen</b>	Simon Meemken, Florian Zerzawy, Illiana Aleksandrova (alle FÖS)
<b>Koordination</b>	Lisa-Maria Okken, Marianne Lotz (alle WWF Deutschland)
<b>Kontakt</b>	<a href="mailto:lisa-maria.okken@wwf.de">lisa-maria.okken@wwf.de</a>
<b>Titelbild</b>	iStock/Getty Images



**Viviane Raddatz**  
**Fachbereichsleiterin**  
**Klimaschutz und Energiepolitik**

## VORWORT

Eigentlich könnte es mit den Geldströmen zwischen Staat und Industrieunternehmen funktionieren wie im Lehrbuch: ein Zieldreieck für die Zukunft, in der die Politik die Industrie in Sachen Klimaschutz unterstützt. Das wäre im Sinne der Politik, die ihren Bürger:innen so zu einem lebenswerten Heute, Morgen und Übermorgen verhilft. Wie sähe eine bessere Legitimation aus? Und das wäre im Sinne der Industrie, die sich auf diese Weise so transformieren kann, dass sie auch im Morgen und Übermorgen noch besteht.

Leider ist die Realität aber kein Lehrbuch. Statt eines Zieldreiecks der Zukunft blicken wir auf die Vergabe staatlicher Mittel ohne Ziel beziehungsweise eines so kurzfristigen Ziels, dass damit weder dem Klima noch der Industrie auf Dauer geholfen ist. Denn bei der Ausgabe von Geldern orientiert sich der Staat nach wie vor nicht konsequent an den planetaren Grenzen, sondern sprengt diese regelmäßig.

Das ist verheerend insbesondere mit Blick auf die fossile Energiekrise, die im vergangenen Jahr Politik, Wirtschaft und Bürger:innen gleichermaßen in Atem gehalten hat. Einer Krise, die aus fossilen Abhängigkeiten geboren wurde, wird mit Maßnahmen begegnet, die fossile Abhängigkeiten verstärken.

Genau das zeigt die vorliegende Analyse exemplarisch: In den sogenannten Entlastungspaketen, die im Rahmen der Energiekrise für die Industrie geschnürt worden sind, läuft finanzielle staatliche

Unterstützung an Unternehmen, ohne dass diese signifikanten Gegenleistungen erbringen müssen. Kein Entlastungspaket setzt starke Transformationsanreize (Haupterkennnis der Analyse). An einem konsequenten Ausgleich dieses Fehlanreizes etwa über das Vorlegen ehrgeiziger Transformationspläne sowie verpflichtender Effizienzmaßnahmen mangelt es jedoch.

In der weltweiten Krise gab es einen teilweisen Rückgang fossiler Ressourcennutzung – in Deutschland hat die Industrie beachtliche Mengen an Gas eingespart – aber dennoch wurde die Krise nicht genutzt, um eine strukturell neue Perspektive auf die Industrietransformation zu schaffen umso in Zukunft auch ohne Krise Gas zu sparen.

Der detaillierte Blick auf das Entlastungspaket stellt aber auch folgende Frage mit verstärkter Deutlichkeit: Warum sollten sich staatliche Gelder solcher Ad-hoc-Pakete in Krisenzeiten an Kriterien für das Wirtschaften innerhalb unserer planetaren Grenzen orientieren, wenn es die Geldströme in Normalzeiten schon nicht tun? Denn auch die reguläre Subventions- und Förderpolitik des Bundes folgt keinem klimafreundlichen Ansatz. Aktuell ist der Haushalt bereits mit mehr als 65 Milliarden Euro umweltschädlicher Subventionen pro Jahr belastet.

Was es dringend braucht, ist die standardmäßige Prüfung von Ausgaben auf ihre Klima- und Umweltauswirkungen. Tragen bestimmte Gelder zum Erreichen der Klimaziele bei? Haben sie positive oder negative Folgen? Oder schaden sie letztendlich sogar unserer Erde und damit uns?

Letztlich sind die Entlastungspakete für die Industrie auch deshalb in ihrer klimaschädlichen Form möglich gewesen, weil es noch keinen generellen Green Budget Ansatz für den Haushalt gibt. Gäbe es bereits Kriterien, könnten sich auch künftige Krisenpakete daran orientieren.

In der Industrie sind solch kurzfristigen Geldströme auch deshalb besonders gefährlich, weil sie dafür sorgen können, dass in rückschrittliche Anlagen reinvestiert wird, die lange Laufzeiten haben. Eine gute Entlastungs- und Förderpolitik verhindert aber diese Lock-in-Effekte.

Eine gute Entlastungspolitik hätte einen ganzheitlichen Blick auf alle Sektoren und würde trotzdem sektorspezifischen Anforderungen genügen: So könnten Wasserstofftechnologien in der Industrie förderfähig sein, während sie in anderen Bereichen wie im Gebäude- und Verkehrssektor nicht begünstigt werden. Denn nach aktuellem wissenschaftlich fundiertem Stand machen sie nur hier Sinn. Und die Wissenschaft sollte bei der Entscheidung für oder gegen eine Förderung stets Ausschlag geben.

### **Der WWF fordert für die Förderpolitik daher in Zukunft:**

- Die Vergabe von Entlastungen muss an Gegenleistungen zum Erreichen der Klimaziele geknüpft werden. Dazu sollte gehören, dass sich Unternehmen wissenschaftlich fundierte Klima- und Umweltziele setzen (Science-Based-Targets) und mittel- bis langfristige Transformationspläne vorlegen. Zudem sollten die erhaltenen Gelder in Investitionen seitens der Unternehmen in Energieeffizienz, neue Prozesse und den Ausbau erneuerbarer Energien fließen. Dafür sollten Unternehmen verpflichtend Energie- und Umweltmanagementsysteme betreiben, die mit THG-Erweiterungstabellen ergänzt werden müssen.
- Die Gegenleistungen müssen überprüfbar sein und nach drei Jahren auch zwingend überprüft werden. Bei Nicht-Einhaltung sind die geleisteten Mittel zurückzuzahlen. Bewertungsgrundlage zur Umsetzung der Maßnahmen sollte die Kapitalwertmethode sein.
- Steuerungsrelevante und zukunftsgerichtete strukturelle Verankerung der Umwelt- und Klimaziele im Bundeshaushalt, so dass Umwelt- und Klimaauswirkungen von Ausgaben hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit den planetaren Grenzen geprüft werden, bevor diese getätigt werden.
- Entlastungen zielgenau gestalten, damit sie dort zum Einsatz kommen, wo sie gebraucht werden. Dabei sind sektorale und unternehmensspezifische Zugangsvoraussetzungen zu beachten. Zum Beispiel sollten energieintensive Unternehmen bevorzugt Entlastungen erhalten. Durch die Verwendung von Produktbenchmarks könnte zielgenauer eine effiziente Produktionsweise sowie vor allem Prozessumstellungen gefördert werden. Ein Vorgehen nach dem Gießkannenprinzip ist nicht zielführend.
- Fossile Investitionen müssen ab- und umgebaut werden. Die freie Zuteilung im Rahmen des Europäischen Emissionshandel sollte so schnell es geht abgeschafft werden, deutlich vor dem aktuell geltenden Jahr 2034. Um Fehlanreize so lange zu vermeiden, sollte die freie Zuteilung an Gegenleistungen geknüpft werden.
- Summierung von Hilfen: Profitieren Unternehmen bereits von finanziellen Hilfen, zum Beispiel über kostenlose Zertifikate aus dem EU-Emissionshandel, sollte sich dies bei weiteren Subventionen und geforderten Gegenleistungen niederschlagen.
- Die Finanzierung und Absicherung fossiler Infrastrukturen im Ausland muss umgehend eingestellt werden
- Die KfW darf künftig ausschließlich Maßnahmen gemäß 1,5°C-Szenarien finanzieren und Finanzierungsrisiken abdecken, die das private Finanzsystem nicht übernimmt.
- Sondervermögen müssen konsequent entlang der Klimaziele- und Umweltziele und auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse eingerichtet werden. Alle Vermögen der öffentlichen Hand sollten unmittelbar den Zielsetzungen der Net Zero Asset Owners Alliance folgen.



**Viviane Raddatz**

**Fachbereichsleiterin Klimaschutz und Energiepolitik**

# Entlastungspakete für die Industrie: Hemmnis für die Transformation?

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Hintergrund und Ziel</b> .....	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Entwicklung von Energiekosten und -verbräuchen in der Industrie</b> .....	<b>10</b>
2.1	Energieverbrauch und THG-Emissionen in der Industrie.....	10
2.2	Preisentwicklung und -zusammensetzung.....	12
2.3	Energie(kosten)- und Stromintensität nach Wirtschaftszweigen.....	16
2.4	Aktuelle Entwicklung des industriellen Erdgasverbrauchs .....	17
<b>3</b>	<b>Aktueller Beihilferahmen</b> .....	<b>20</b>
3.1	Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL).....	20
3.2	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO).....	21
3.3	Temporary Crisis Framework (TCF) .....	21
<b>4</b>	<b>Entlastungsprogramme für die Industrie</b> .....	<b>23</b>
4.1	Energiekostendämpfungs-programm (EKDP) .....	23
4.2	Gas- und Wärmepreisbremse.....	23
4.3	Strompreisbremse .....	25
4.4	Verlängerung Spitzenausgleich bis Ende 2023.....	26
<b>5</b>	<b>Qualitative Bewertung der Entlastungsprogramme</b> .....	<b>27</b>
5.1	Energiekostendämpfungs-programm (EKDP) .....	27
5.2	Preisbremsen: Gas, Wärme und Strom.....	27
5.3	Verlängerung Spitzenausgleich bis Ende 2023.....	28
<b>6</b>	<b>Identifizierung von bestehenden Defiziten und Ableitung von Politikmaßnahmen und Handlungsempfehlungen</b> .....	<b>31</b>
<b>7</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>33</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>35</b>

# Entlastungspakete für die Industrie: Hemmnis für die Transformation?

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Endenergieverbrauch Industrie (PJ, 2015-2020).....	10
Abbildung 2	Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweigen (Mrd. kWh, 2021).....	11
Abbildung 3	Treibhausgasemissionen in der Industrie (Mio. t. CO <sub>2</sub> -Äq., 2015-2021).....	11
Abbildung 4	Erdgaspreis Industrie (nominal, Euro/kWh, 2015 – 2022 (S1)).....	12
Abbildung 5	Zusammensetzung Erdgaspreis Industrie (2022).....	12
Abbildung 6	Strompreis Industrie (nominal, Euro/kWh, 2015 – 2022 (S1)).....	13
Abbildung 7	Bandbreite der Strompreise Industrie (nominal, ct/kWh; 2021).....	14
Abbildung 8	Energiekostenintensität (Kostenanteil am BPW) nach Wirtschaftszweigen (%; 2019).....	16
Abbildung 9	Stromintensität nach Wirtschaftszweigen (MWh/Tsd. EUR, 2019).....	17
Abbildung 10	Monatlicher Erdgasverbrauch Industrie (GWh; Ø 2018-21, 2022).....	17
Abbildung 11	Produktionsindex energieintensive Industrie (Index, 2015 = 100; Ø 2018-21, 2022).....	18
Abbildung 12	Produktionsindex Industrie (Index, 2015 = 100; Ø 2018-21, 2022).....	18
Abbildung 13	Gegenleistungen für Energiebeihilfen.....	20
Abbildung 14	Beihilfen gemäß Temporary Crisis Framework.....	22
Abbildung 15	Gaspreisbremse.....	24
Abbildung 16	Effekte der Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze.....	30
Abbildung 17	Effekte der Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze.....	30

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Preise für CO <sub>2</sub> -Emissionen außerhalb des EU ETS (Deutschland).....	14
Tabelle 2	Sondernetzentgelte nach §19 StromNEV.....	15
Tabelle 3	Übersicht Gas, Wärme- und Strompreisbremse.....	24
Tabelle 4	Bewertung der Entlastungsprogramme.....	29

## Zentrale Ergebnisse und Handlungsempfehlungen

Die Bundesregierung hat infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und des starken Anstiegs der Energiepreise in Deutschland und Europa mehrere Entlastungsprogramme auf den Weg gebracht, um die Folgen der Energiekrise für Haushalte und Unternehmen zu mildern. Dazu gehören das Energiekostendämpfungsprogramm, Preisbremsen für Gas, Wärme und Strom sowie die Verlängerung des Spitzenausgleichs für das Jahr 2023.

Die vorliegende Analyse untersucht, ob die geschaffenen Entlastungsinstrumente Ansätze zur Transformation der Industrie enthalten und welche klimapolitischen Auswirkungen diese haben. Die **zentralen Ergebnisse** sind:

- **Entwicklung von Energiekosten und -verbräuchen in der Industrie:** Die Energiepreise für Industrieunternehmen waren vor der Energiepreiskrise auf einem niedrigem Niveau. Aufgrund umfangreicher Entlastungsregelungen waren insbesondere die Erdgaspreise für industrielle Großverbraucher etwa halb so hoch wie für kleinere gewerbliche Verbraucher und private Haushalte. Allerdings trugen die niedrigen Preise für fossile Brennstoffe dazu bei, dass der Endenergieverbrauch und damit auch die Treibhausgasemissionen der Industrie in den letzten Jahren kaum gesunken sind. Es gab somit keine wirtschaftlichen Anreize für den Wechsel auf strombasierte und dekarbonisierte Produktionsverfahren. Der Anstieg der fossilen Energiekosten (insbesondere Erdgas) seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat hingegen deutliche Anreize zur Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen und zum Fuel Switch geschaffen.
- **Defizite der Entlastungsprogramme:** Alle untersuchten Entlastungsprogramme zielen darauf ab, den hohen Energiepreisen entgegenzuwirken. Sie setzen somit negative Preisanreize und schwächen das Signal zum Einsparen und der effizienteren Nutzung von Energie. Zudem mindern die Subventionen für fossile Energieträger die Transformationsanreize, die durch die hohen Gaspreise geschaffen werden. Daher wird der Fuel Switch hin zu CO<sub>2</sub>-neutralen Technologien im Vergleich zu einer Situation ohne preissenkende Maßnahmen weniger attraktiv.

Die krisenbedingten Entlastungsprogramme, die darauf abzielen die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in einer nicht selbstverschuldeten Notlage zu schützen, dürfen nicht zu einer langfristigen Erhöhung der Subventionierung von fossilen Energien führen. Dies würde die notwendige Transformation

der Industrie behindern. Vor diesem Hintergrund empfiehlt die vorliegende Analyse folgende **Maßnahmen zur Nachschärfung der Preisbremsen bzw. zur Ausgestaltung künftiger Kriseninstrumente:**

### Entlastungsprogramme zielgenauer ausgestalten:

Die gezielte Ausgestaltung der Entlastungsprogramme könnte durch die Einführung von sektoralen und unternehmensspezifischen Zugangsvoraussetzungen verbessert werden:

- Die Preisbremsen sollten lediglich für handels- und stromintensive Unternehmen gelten, bei denen gemäß den EU-Beihilfeleitlinien ein erhebliches Verlagerungsrisiko besteht (Anhang 1 der KUEBLL). Zudem sollten Mindestschwellen für Energiebeschaffungskosten eingeführt werden, um die Subventionierung auf energieintensive Betriebe zu konzentrieren. Beim Energiekostendämpfungsprogramm betrug der Schwellenwert 3% des Produktionswerts. Dieser könnte auch bei den Preisbremsen angewendet werden.
- Eine zielgerichtete Begünstigung einer effizienten Produktionsweise könnte auch durch die Anwendung von Produktbenchmarks erreicht werden. Nur der Energieverbrauch des Produktbenchmarks wäre dann förderfähig, was starke Anreize zur Effizienzsteigerung setzen würde. Die Verwendung von Produktbenchmarks würde jedoch die Komplexität der Regelung erhöhen, da bisher nur für bestimmte Produkte Benchmarks festgelegt wurden. Die Kompatibilität der produktbezogenen Benchmarks im Rahmen der Preisbremsen müsste genauer geprüft werden.

### Entlastungen mit Transformationsanreizen verbinden:

Eine Verpflichtung zur Umsetzung identifizierter Maßnahmen könnte dazu beitragen, die negativen Preiseffekte der Preisbremsen auf Effizienz und Transformation zu mildern:

- Die Preisbremsen sollten eine Verpflichtung zur Einführung bzw. Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystem enthalten. Eine Treibhausgas-Erweiterungstabelle sollte ebenfalls ergänzt werden, die die Treibhausgasemissionen des Energieverbrauchs erfasst und mögliche Klimaschutzmaßnahmen dokumentiert.
- Eine Möglichkeit zur Ergänzung der Treibhausgas-Erweiterungstabelle wäre die Verpflichtung zur Umsetzung des laut Temporary Crisis Framework für Entlastungsvolumen ab 50 Mio. Euro vorgesehenen Dekarbonisierungsplans für alle Unternehmen mit einer registrierenden

Leistungsmessung (RLM-Messung). Eine solche Verpflichtung würde die Transformation von Industrieanlagen breitflächig fördern<sup>1</sup>.

- Eine Verpflichtung zur Umsetzung der identifizierten, wirtschaftlich durchführbaren Maßnahmen sollte bis zur Höhe der erhaltenen Subvention bestehen. Zur Bewertung der Maßnahmen sollte die Kapitalwertmethode (DIN EN 17463) herangezogen werden, da sie im Vergleich zur Amortisationsrechnung besser geeignet ist, Effizienzinvestitionen zu bewerten. Viele Transformationsmaßnahmen können jedoch nicht sofort und schnell umgesetzt werden. Daher sollte der Nachweis innerhalb eines Zeitraums von mindestens drei Jahren erbracht werden können, bevor die erhaltenen Subventionen zurückgefordert werden, wenn die Maßnahmen nicht umgesetzt werden.

Auf europäischer Ebene gilt der Temporary Crisis Framework (TCF) noch für Maßnahmen bis zum 31. Dezember 2023. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, dass die vorgeschlagene Konditionalisierung/Einführung von Gegenleistungen auch im TCF verankert wird. Dadurch wird sichergestellt, dass nicht nur in Deutschland, sondern EU-weit die Energiekrise als Chance genutzt wird, die Transformation der Industrie voranzubringen.

Auch bei den unabhängig von der Energiepreiskrise geltenden Subventionen für die Industrie besteht dringender **Handlungsbedarf**. Sie müssen so reformiert werden, dass **Entlastungen für die Verwendung fossiler Energieträger** mittelfristig **vollständig auslaufen** und **größtmögliche Anreize** für eine **effiziente Nutzung von Strom** und **Wasserstoff** auf Basis **erneuerbarer Energien** gesetzt werden.

---

<sup>1</sup> Als Kriterien für die Dekarbonisierungspläne könnten die Science Based Targets (SBTs) herangezogen

werden, die mess- und umsetzbare Reduktionsziele für Unternehmen und Organisationen definieren.

## 1 Hintergrund und Ziel

Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine haben sich die Energiepreise in Deutschland und Europa stark erhöht. Insbesondere die Gaspreise haben im Jahr 2022 ein historisch hohes Niveau erreicht, nachdem die Gaslieferungen über die Nord Stream Pipeline eingestellt wurden. Die Bundesregierung hat infolgedessen **mehrere Entlastungspakete** auf den Weg gebracht, um Haushalte und Unternehmen von den steigenden Energiekosten zu entlasten.

Seit Beginn der Energiekrise haben die Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) insgesamt etwa 681 Milliarden Euro<sup>2</sup> bereitgestellt, um die Folgen der Energiekrise für Haushalte und Unternehmen abzufedern. Der mit Abstand größte Anteil daran entfällt dabei auf Deutschland. Mit 268 Milliarden Euro entfallen circa 40% der in der EU bereitgestellten Hilfsmaßnahmen allein auf Deutschland (Bruegel 2023).

Ein großer Teil der Hilfspakete kommt dabei Unternehmen zugute. Insbesondere das **Energiekostendämpfungsprogramm und die Preisbremsen für Gas, Wärme und Strom** zielen darauf ab, die finanzielle Leistungsfähigkeit von Unternehmen durch die gestiegenen Energiepreisesicherzustellen sowie deren negative Effekte auf Wachstum und Beschäftigung abzufedern.<sup>3</sup>

Die beschlossenen Entlastungsprogramme sollen nicht nur energieintensive Unternehmen, sondern alle Unternehmen entlasten. Allerdings besteht die Gefahr, dass durch die Subventionierung der Energiepreise die Investitionen in die Transformation der Industrie verzögert werden. Die energieintensiven Industrien in Deutschland stehen insgesamt vor einem **großen Reinvestitionszyklus**, der genutzt werden muss, um die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen. Bis zum Jahr 2030 stehen bei etwa der Hälfte der zentralen Industrieanlagen der deutschen Grundstoffindustrie Reinvestitionen an. Da die Lebensdauer von kapitalintensiven Produktionsanlagen häufig mehrere Jahrzehnte beträgt, können heutige Investitionen den Anlagenbestand bis weit nach 2045 prägen. Um jedoch bis dahin die Klimaneutralität der Industrie zu erreichen, muss die kommende Reinvestitionsphase daher genutzt werden, um die **Investitionen in CO<sub>2</sub>-neutrale Industrieanlagen auszuweiten**. Wenn hingegen weiter vorwiegend in konventionelle Technologie investiert wird,

drohen Lock-in Effekte – also ein langfristiger Weiterbetrieb fossiler Industrieanlagen – und somit die Gefahr, die Klimaneutralität der Industrie zu verfehlen (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019).

Die Analyse untersucht, ob die im Rahmen der Energiepreiskrise geschaffenen Entlastungsinstrumente **Ansätze zur Transformation der Industrie** enthalten und welche **klimapolitischen Auswirkungen** diese haben. Die Analyse stellt zunächst eine Übersicht zur **Entwicklung der Energiekosten und -verbräuche** in der Industrie sowie des **aktuellen Beihilferahmens** dar (Kapitel 2 und 3). Anschließend werden die bestehenden **Entlastungsprogramme** der Bundesregierung, darunter das Energiekostendämpfungsprogramm, die Preisbremsen für Gas, Wärme und Strom sowie die Verlängerung des Spitzenausgleichs im Jahr 2023 erläutert (Kapitel 4) und anhand von **qualitativen Bewertungskriterien analysiert** (Kapitel 5). Des Weiteren erfolgt eine quantitative Abschätzung der Auswirkungen auf die Energiekosten bei exemplarischen Transformationstechnologien. Basierend auf der qualitativen Bewertung werden abschließend bestehende **Defizite identifiziert** und sich daraus ableitende **Politikmaßnahmen und Handlungsempfehlungen skizziert** (Kapitel 6).

<sup>2</sup> Zu den 681 Milliarden Euro zählen einige Entlastungsmaßnahmen, die von Mitgliedsstaaten der EU bereits zwischen September 2021 und Februar 2022 beschlossen wurden. Der Großteil der Entlastungsinstrumente wurde allerdings erst infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine verabschiedet.

<sup>3</sup> Infolge der Energiepreiskrise hat die deutsche Bundesregierung zudem beschlossen, die CO<sub>2</sub>-Preiserhöhung im

nationales Emissionshandelssystem (nEHS) für das Jahr 2023 auszusetzen. Da die Emissionen der deutschen Industrieunternehmen in der Regel über das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) bepreist werden, oder die Unternehmen durch die Carbon-Leakage Verordnung des nEHS (BECV) von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung größtenteils entlastet werden (siehe Kapitel 2.3), wird die Maßnahme in der Analyse nicht weiter betrachtet.

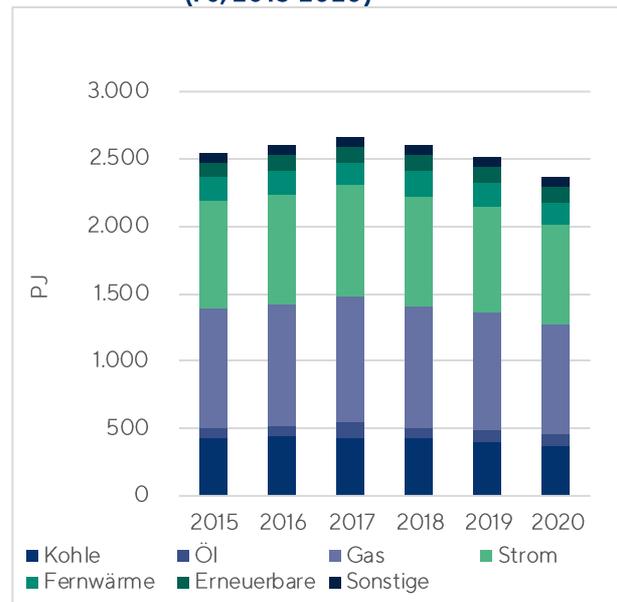
## 2 Entwicklung von Energiekosten und -verbräuchen in der Industrie

Die Industrie ist von steigenden Energiepreisen sehr unterschiedlich betroffen. Inwieweit ein Wirtschaftszweig bzw. Unternehmen von hohen Energiepreisen belastet wird, hängt einerseits davon ab, ob Kostensteigerungen auf Endverbraucher\*innen abgewälzt werden können. Andererseits ist entscheidend, wie hoch der Anteil der Energiekosten an den Produktionskosten bzw. der Wertschöpfung ist. Insgesamt hängen die Energiekosten neben den Beschaffungspreisen auch von staatlich regulierten Preisbestandteilen ab, die in der Industrie aufgrund zahlreicher Ausnahmeregelungen jedoch eine geringere Bedeutung haben. Folgend wird die Entwicklung der Energieverbräuche und -kosten sowie die verschiedenen Preisbestandteile dargestellt und erläutert.

### 2.1 Energieverbrauch und THG-Emissionen in der Industrie

Der Endenergieverbrauch der Industrie und der Anteil der verschiedenen Energieträger daran haben sich zwischen 2015 und 2020 nicht signifikant verändert. Abbildung 1 zeigt, dass sich der **Endenergieverbrauch in der Industrie zwischen 2015 und 2019 lediglich um knapp 2% auf etwa 2.500 Petajoule reduziert hat**. Der weitere Rückgang des Endenergieverbrauchs im Jahr 2020 ist voraussichtlich primär durch temporäre Produktionsunterbrechungen im Zusammenhang mit COVID-19-Pandemie („Corona Effekt“) zu erklären, sodass mit einem erneuten Anstieg des Endenergieverbrauchs im Jahr 2021 zu rechnen ist. Die größten Anteile am Endenergieverbrauch der Industrie im Jahr 2020 haben mit jeweils etwa einem Drittel die Energieträger **Erdgas (826 PJ)** und **Strom (730 PJ)**.

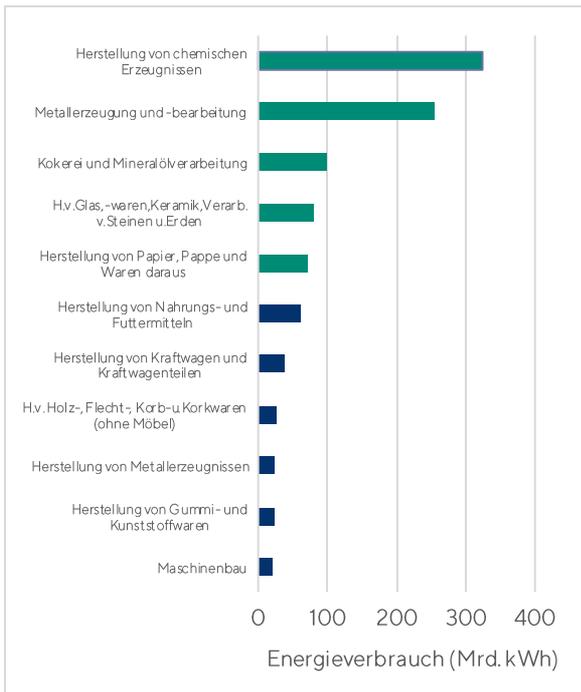
Abbildung 1 Endenergieverbrauch Industrie (PJ, 2015-2020)



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (BMWK 2022)

Der **Endenergieverbrauch innerhalb der Industrie konzentriert sich zudem stark auf einzelne energieintensive Wirtschaftszweige**, wie Abbildung 2 zeigt. Die chemische Industrie, die Metallindustrie, die Kokerei und Mineralölverarbeitung, die Glasindustrie inklusive der Keramik und der Verarbeitung von Steinen und Erden sowie das Papiergewerbe hatten im Jahr 2021 zusammen einen Endenergieverbrauch von knapp 830 Mrd. kWh. Diese **fünf energieintensiven Industriezweige** benötigten im Jahr 2020 zusammen etwa **dreiviertel (76%) des gesamten industriellen Energieverbrauchs**.

**Abbildung 2 Endenergieverbrauch nach Wirtschaftszweigen (Mrd. kWh, 2021)**



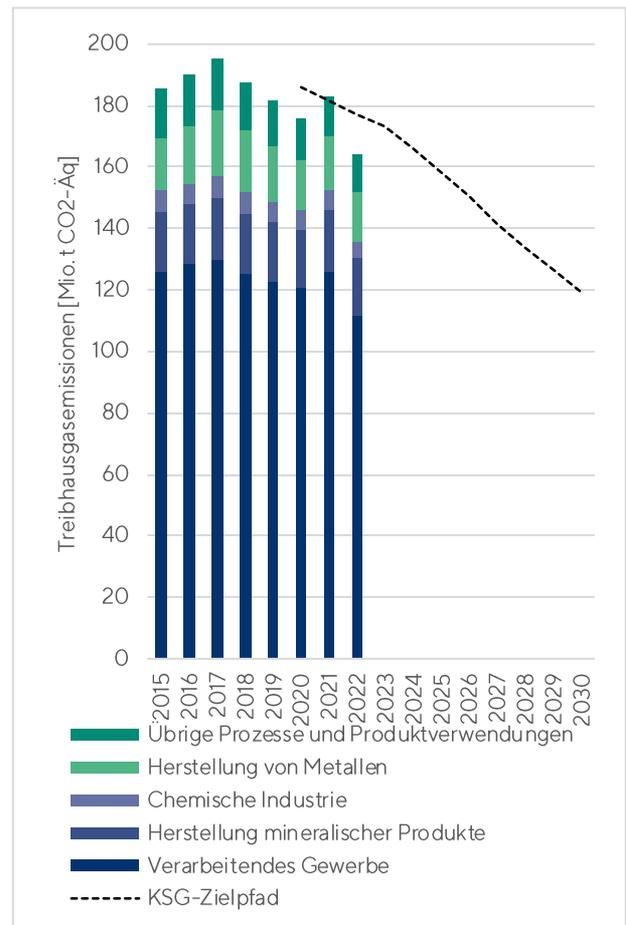
Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Destatis 2023a)

Die Stagnation des Endenergieverbrauchs in den letzten Jahren spiegelt sich auch in der Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Industrie wider. **Zwischen 2015 und 2021 sanken die Treibhausgasemissionen lediglich um knapp 3%.** Im Jahr 2022 reduzierten sich die Treibhausgasemissionen um 19 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq. auf etwa 164 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq. Dadurch wurde der Zielpfad des Klimaschutzgesetzes (172 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq.) eingehalten. Allerdings müssen die **Treibhausgasemissionen gemäß dem Klimaschutzgesetz bis 2030 um weitere 30% auf 118 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq. reduziert werden** (siehe Abbildung 3).

Aus dem Zielpfad des Klimaschutzgesetzes leitet sich somit ein starker Handlungsdruck ab, die Treibhausgasemissionen (und den Endenergieverbrauch) der Industrie in den kommenden Jahren signifikant zu senken. Um darüber hinaus die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, muss die **Transformation der Industrie jetzt eingeleitet werden** und der anstehende Reinvestitionszyklus der Industrie für die Ausweitung von **Investitionen in CO<sub>2</sub>-neutralen Industrieanlagen** genutzt werden. So stehen beispielsweise die Stahl-, Chemie- und Zementindustrie vor umfangreichen Reinvestitionen. In der Stahlindustrie müssen bis 2030 etwa die Hälfte der Hochöfen (53%) erneuert werden, in der Chemieindustrie 59% der Steamcracker und in der Zementindustrie 30% der Öfen. Dabei gibt es in den drei genannten Industriezweigen bereits alternative, treibhausgasneutrale Technologien oder

diese stehen kurz vor der technischen Verfügbarkeit (Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2019). Falls in der kommenden Reinvestitionsphase hingegen weiter vorwiegend in konventionelle Technologien investiert wird, drohen Lock-in Effekte, da die Lebensdauer von Industrieanlagen teilweise mehrere Jahrzehnte beträgt.

**Abbildung 3 Treibhausgasemissionen in der Industrie (Mio. t. CO<sub>2</sub>-Äq., 2015-2021)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (UBA 2022)

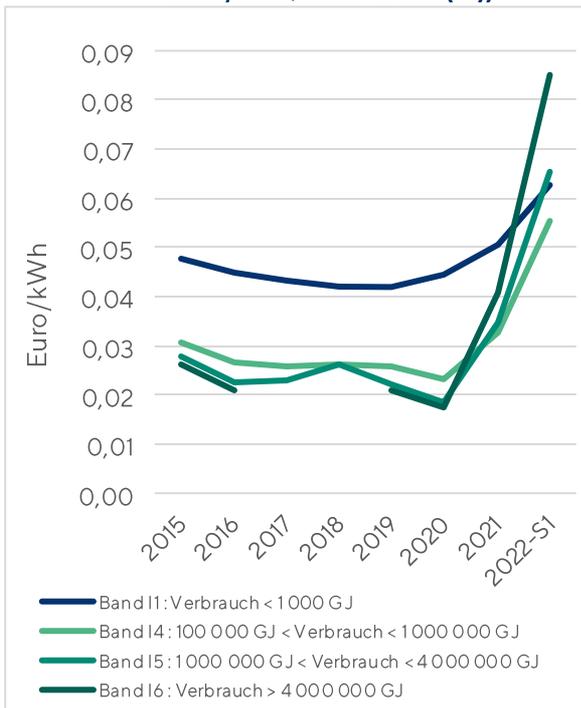
Da insbesondere die Energiekosten die Wirtschaftlichkeit von CO<sub>2</sub>-neutralen Technologien beeinflussen, sind die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen der Industrie stark von Energiepreisen abhängig.

## 2.2 Preisentwicklung und -zusammensetzung

### Erdgas

Die **durchschnittlichen industriellen Erdgaspreise** weisen zwischen den Jahren 2015 und 2020 einen leicht abnehmenden Trend auf und bewegen sich bei **industriellen Großverbrauchern auf einem niedrigen Niveau**. Insgesamt lag der durchschnittliche Erdgaspreis für Industrieunternehmen (Verbrauch > 100.000 GJ) in diesem Zeitraum zwischen **2 und 3 ct/kWh** und war somit um etwa 40% niedriger als der durchschnittliche Erdgaspreis für kleinere gewerbliche Verbraucher (Verbrauch < 1.000 GJ). Seit Mitte 2021 sind die industriellen Erdgaspreise hingegen von diesem niedrigen Ausgangsniveau über alle Verbrauchsgrößenklassen stark angestiegen. Für industrielle Großverbraucher haben sich beispielsweise die durchschnittlichen Erdgaspreise im ersten **Halbjahr 2022** mit etwa **5-9 ct/kWh** mehr als verdoppelt (siehe Abbildung 4).

**Abbildung 4 Erdgaspreis Industrie (nominal, Euro/kWh, 2015–2022 (S1))**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf Eurostat (Eurostat 2023). Endabnehmerpreise (inkl. Netzentgelte) ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben; Jahresdurchschnitt auf Basis der biennalen Daten

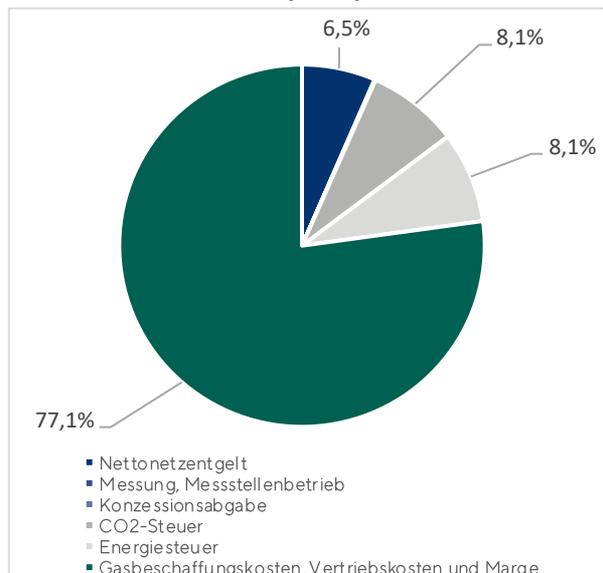
<sup>4</sup> Erdgas wird am Großhandelsmarkt sowohl langfristig durch den Terminhandel als auch kurzfristig durch den Spotmarkt gehandelt. Die Großhandelspreise, die den Erdgasbeschaffungskosten zugrunde liegen, sind im August 2022 auf ein historisches Niveau von über 300 Euro/MWh angestiegen.

Die Gründe für den starken Preisanstieg liegen zu einem an der gestiegenen globalen Erdgasnachfrage aufgrund der wirtschaftlichen Erholung infolge der COVID-19-Pandemie. Zum anderen verringerte der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine und der damit verbundene Rückgang der russischen Erdgaslieferungen nach Europa das Erdgasangebot, was wiederum zu einem Preisanstieg führte.

Insgesamt setzt sich der **Erdgaspreis aus drei wesentlichen Bestandteilen** zusammen:

- dem Preis für **Beschaffung und Vertrieb** des Erdgas
- den **Netzentgelten**, die durch die Netznutzung anfallen, sowie
- den staatlich regulierten **Steuern und Umlagen**.

**Abbildung 5 Zusammensetzung Erdgaspreis Industrie (2022)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Bundesnetzagentur 2023a).

Den mit Abstand größten Anteil am industriellen Erdgaspreis im Jahr 2022 haben mit etwa **77%** die **Erdgasbeschaffungs- und die Vertriebskosten**. Der starke Anstieg der Großhandelspreise bis September 2022<sup>4</sup> hat einerseits zu einem starken Anstieg der Erdgaspreise geführt und andererseits auch den Anteil der Erdgasbeschaffungs- und

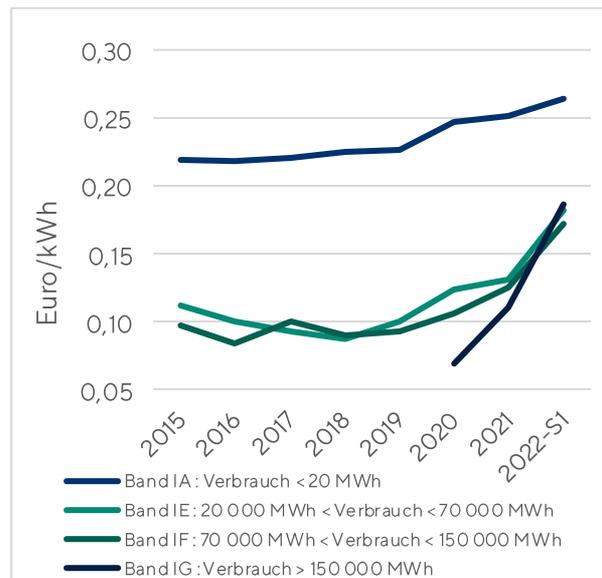
Im Februar 2023 lagen die Großhandelspreise mit weniger als 50 Euro/MWh hingegen wieder unten dem Preisniveau vom Februar 2022 (Bundesnetzagentur 2023b).

Vertriebskosten am Erdgaspreis deutlich erhöht (2021: 52%) (Bundesnetzagentur 2023a). Die **staatlich regulierten Preisbestandteile (CO<sub>2</sub>-Preis und Energiesteuer)** spielen hingegen mit etwa **16%** nur eine untergeordnete Rolle. Das liegt vor allem am niedrigen Niveau der Besteuerung durch Energie- und CO<sub>2</sub>-Steuer. Zusätzlich gibt es eine Reihe von geltenden Entlastungsregelungen, die von Industrieunternehmen in Anspruch genommen werden können. Die **Netzentgelte (Nettonetzentgelt und Messung, Messestellenbetrieb)** haben mit circa **7%** ebenfalls einen geringen Anteil am industriellen Erdgaspreis (siehe Abbildung 5).

### Strom

Die **durchschnittlichen industriellen Strompreise**<sup>5</sup> sind analog zu den industriellen Erdgaspreisen - zwischen den Jahren 2015 und 2019 stabil und im Vergleich zu den Strompreisen von privaten Haushalten **auf einem niedrigen Niveau**. Abbildung 6 zeigt, dass die Preise für Großverbraucher (Verbrauch > 20.000 MWh) mit **9-11 ct/kWh** um etwa die Hälfte niedriger sind als die Preise für kleinere gewerbliche Verbraucher (Verbrauch < 20 MWh). **Seit 2020** ist ebenfalls ein **deutlicher Anstieg** der industriellen Strompreise über alle Verbrauchsklassen zu beobachten. Für industrielle Großverbraucher haben sich die Preise von 2020 bis zum ersten Halbjahr 2022 teilweise verdoppelt auf **17-19 ct/kWh**.

**Abbildung 6 Strompreis Industrie (nominal, Euro/kWh, 2015–2022 (S1))**

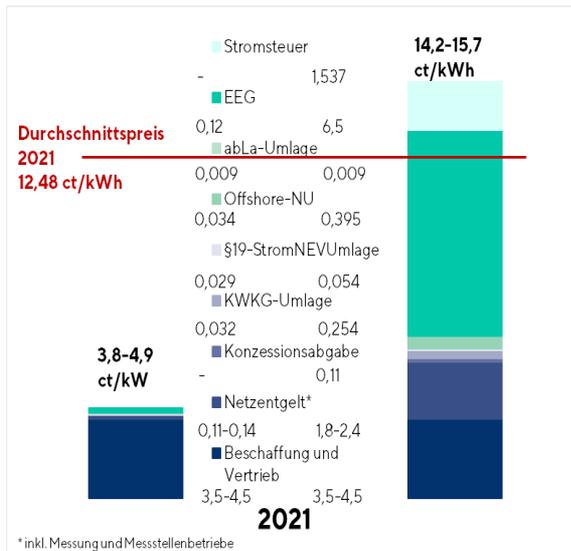


Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Eurostat 2023). Endabnehmerpreise (inkl. Netzentgelte) ohne MwSt. und erstattungsfähige Steuern und Abgaben; Jahresdurchschnitt auf Basis der biennalen Daten

Der industrielle Strompreis ist im Jahr 2021 vor allem durch **staatlich regulierte Preisbestandteile** bestimmt. Industrieunternehmen sind jedoch in unterschiedlichem Maße von den staatlich bestimmten Umlagen (und weiteren Strompreisbestandteilen) betroffen. Abbildung 7 zeigt die **Bandbreite des Strompreises für industrielle Großabnehmer** bei Inanspruchnahme aller Entlastungstatbestände (links) und ohne Möglichkeit zur Nutzung von Entlastungsregelungen (rechts) (bei einem Verbrauch von 100.000 MWh/a). Abhängig davon, in welches Vergünstigungsregime ein industrieller Großabnehmer fällt, reicht die Bandbreite des Strompreises von **3,8 bis 15,7 ct/kWh**. Im Hinblick auf den starken Anstieg der Großhandelspreise sowie den Wegfall der EEG-Umlage im Juli 2022 wirken sich die Beschaffungskosten auf den industriellen Strompreis immer stärker aus.

<sup>5</sup> Die industriellen Strompreise sind definiert als die Strompreise, die Unternehmen mit einem Verbrauch von mindestens 20.000 MWh zahlen.

**Abbildung 7 Bandbreite der Strompreise Industrie (nominal, ct/kWh; 2021)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V 2022a)

### Wichtige Entlastungsregelungen bei staatlich bestimmten Preisbestandteilen

Für die in der Industrie eingesetzten Strom- und Energiemengen gelten verschiedene Entlastungsregelungen. Das Ziel der geltenden Entlastungen ist die Industrie vor übermäßigen Kostenbelastungen und damit vor internationalen Wettbewerbsnachteilen zu schützen. Darüber hinaus sollen sie auch dazu beitragen, die Abwanderung von Unternehmen oder Standorten in Länder mit niedrigeren Umwelt- und Klimastandards zu verhindern und die Substitution von in Deutschland hergestellten Gütern durch Produkte aus solchen Ländern zu reduzieren. Die Zugangsvoraussetzungen und die Identifizierung von Branchen, die als wettbewerbsgefährdet eingestuft werden, sind jedoch in hohem Maße uneinheitlich (FÖS/Öko-Institut 2019). Zudem sind die Anforderungen an Gegenleistungen, mit denen das abgeschwächte Preissignal kompensiert werden soll, unterschiedlich definiert

### Fossile Energieträger

- **Kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS):** Für die Industrie- und Wärmeerzeugung wird zum Schutz vor Abwanderung aufgrund zusätzlicher Kosten (Carbon Leakage) eine jährlich absinkende kostenlose Zuteilung auf Basis EU-einheitlicher, produktbezogener Benchmarks erteilt (UBA 2021a). Die Zuteilung erfolgt anlagenbezogen, wobei im Jahr 2021 etwa 124 Millionen Emissionsberechtigungen an Betreiber von 1.570 der insgesamt 1.735 deutschen Anlagen kostenlos zuteilung wurden (UBA 2021b). Obwohl die kostenlose

Zuteilung die Höhe des Caps nicht verändert, besteht das Risiko, dass der Anreiz für die Industrie, ihre Emissionen zu reduzieren, geringer wird. Zudem könnten weiterhin Investitionen in emissionsintensive Verfahren und Technologien getätigt werden (Lock in-Effekte) bzw. Investitionen in emissionsarme Verfahren und Technologien ausbleiben. Ab Oktober 2023 wird mit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystems (CBAM) für einige Sektoren (Eisen und Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium, Strom und Wasserstoff) die kostenlose Zuteilung schrittweise reduziert (Europäischer Rat 2022).

Für bestimmte stromintensive Prozesse können die indirekten Mehrkosten durch den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) beim Strombezug über die **Strompreiskompensation** ausgeglichen werden.

- **Kompensation von Kostenbelastungen durch den nationalen Emissionshandel (Carbon-Leakage-Verordnung BECV):** Seit dem Jahr 2021 unterliegen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland außerhalb des EU-ETS dem nationalen Emissionshandelssystem, das einen Festpreis bis 2025 vorsieht (siehe Tabelle 1). Ab dem Jahr 2026 werden die Emissionszertifikate versteigert, wobei für 2026 ein Preiskorridor von 55-65 Euro/t CO<sub>2</sub> festgelegt ist.

Um eine Abwanderung aufgrund zusätzlicher Kosten durch den Brennstoffemissionshandel zu vermeiden (Carbon Leakage), können Unternehmen für ihre Emissionen eine Kompensation beantragen. Voraussetzung ist, dass Unternehmen einem der 48 beihilfeberechtigten Sektoren oder 13 Teilsektoren zugeordnet sind. Der Kompensationsgrad variiert je nach Sektorzugehörigkeit zwischen 65 und 95% (BMU 2021; Bundestag 2021). Die Kompensation ist zudem an den Betrieb eines Energiemanagement- bzw. Umweltmanagementsystems geknüpft sowie an die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen oder Investitionen zur Dekarbonisierung.

**Tabelle 1 Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen außerhalb des EU ETS (Deutschland)**

Jahr	CO <sub>2</sub> -Preis (Euro/t CO <sub>2</sub> )
2021	25
2022	30
2023	30
2024	35
2025	45
2026	55-65

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf BEHG-Novelle 2022

- **Entlastungen bei der Energiesteuer**, insb. nach §54 EnergieStG („allgemeine Entlastung“), §55 EnergieStG („Spitzenausgleich“) und §51 EnergieStG („Prozesse und Verfahren“) für Unternehmen des produzierenden Gewerbes: Unternehmen werden für die in bestimmten Prozessen (u.a. chemische Reduktionsverfahren, Glas, Keramik, Baustoffherstellung, verschiedene Verfahren der Metallherzeugung) eingesetzten Energiemengen vollständig von der Steuer entlastet (§51 EnergieStG). Für alle anderen betrieblich eingesetzten Energiemengen greift eine pauschale Entlastung von 25 % ab 250 Euro Entlastungsbetrag, d.h. der Steuersatz beträgt bei der Energiesteuer im Fall von Erdgas 4,12 Euro/MWh anstatt 5,50 Euro/MWh (§54 EnergieStG). Zusätzlich können die verbleibenden Energiemengen mit bis zu 90 % entlastet werden, abhängig von der Höhe des gesunkenen Arbeitgeberanteils an den Beiträgen zur Rentenversicherung durch die Ökologische Steuerreform. Wie bei der Stromsteuer bezieht sich der Entlastungsbetrag auch bei der Energiesteuer nur auf die Anteile der ökologischen Steuerreform und ist daher im Fall von Erdgas auf (bis zu 90 % von) 2,28 Euro/MWh begrenzt. Der Spitzenausgleich ist an die Einführung von Umwelt- bzw. Energiemanagementsystemen geknüpft, um Vorgaben des EU-Beihilferechts zu erfüllen. Die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist nicht vorgesehen (§55 EnergieStG).

**Strom**

- **Besondere Ausgleichsregelung gemäß Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG):** Die Besondere Ausgleichsregelung dient der Begrenzung der Umlagen zur Finanzierung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Offshore-Anbindungskosten im Stromsektor. Das EnFG soll Umlagen im Stromsektor vereinheitlichen und die relevanten Vorschriften in einem Gesetz bündeln. Ab dem 1. Januar 2023 betragen die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage 0,357 ct/kWh bzw. 0,591 ct/kWh. Stromintensive Unternehmen zahlen reduzierte Umlagen, die nach ihrer Stromintensität und ihrem Strombezug gestaffelt sind. Als Gegenleistung müssen sie ein Energiemanagementsystem betreiben, wirtschaftlich durchführbare Effizienzmaßnahmen umsetzen und mindestens 30% ihres Stromverbrauchs durch ungeforderten Strom aus erneuerbaren Energien decken oder Investitionen zur Dekarbonisierung ihres Produktionsprozesses tätigen. Da der EEG-Finanzierungsbedarf seit dem 1. Juli 2022 vollständig aus dem Bundeshaushalt ausgeglichen wird und nicht mehr per Umlage finanziert wird, entfällt die bisherige besondere Ausgleichsregelung zur Begrenzung der EEG-Umlage.

**Sondernetzentgelte für industrielle Großkunden:** Gemäß § 19 Absatz 1 und 2 StromNEV gelten Sondernetzentgelte für industrielle Großkunden. Bei atypischer Netznutzung wird gemäß Absatz 2 Satz 1 ein um bis zu 80 % reduziertes Netzentgelt erhoben. Der jeweilige Netzbetreiber legt starre Hochlastzeitfenster fest, in denen atypische Verbraucher nur geringe Leistung beziehen dürfen. Satz 2 sieht Netzentgeltreduktionen für stromintensive Netznutzer vor, um einen dauerhaft gleichmäßigen Leistungsbezug zu fördern und mit Abschlägen auf die Netznutzungsentgelte von bis zu 90 % zu belohnen. Dadurch zahlen Industriekunden im Durchschnitt deutlich geringere Preise als Haushalts- oder Gewerbekunden. Im Jahr 2021 zahlte ein durchschnittlicher Haushaltskunde 75,20 Euro/MWh an Strom-Netzentgelten, während der durchschnittliche Preis für Gewerbekunden bei 66 Euro/MWh und für Industriekunden bei 26,70 Euro/MWh lag (Bundesnetzagentur 2022).

**Tabelle 2 Sondernetzentgelte nach §19 StromNEV**

Norm	Zweck der Regelung	Anmerkung
§ 19 Abs. 1 StromNEV	Verursacherrechte Kostenzuordnung	Monats- statt Jahresleistungspreis bei zeitlich begrenzter starker Leistungsanspruchnahme
§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV	Netzentlastung durch Reduzierung der kumulierten Höchstlast	Atypische Netznutzung: Abweichung von allgemeiner Jahreshöchstlast: individuelles Netzentgelt, bis zu 80 % Reduktion
§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV	Beitrag zur Systemstabilität durch gleichförmigere Verbrauchsstruktur	Stromintensive Netznutzer: über 7.000 Benutzungsstunden und mehr als 10 GWh/a: individuelles Netzentgelt, bis zu 80 - 90 % Reduktion
§ 19 Abs. 3 StromNEV	Verursacherrechte Kostenzuordnung	Ausschließliche Netznutzung: individuelles Netzentgelt für singular genutzte Betriebsmittel

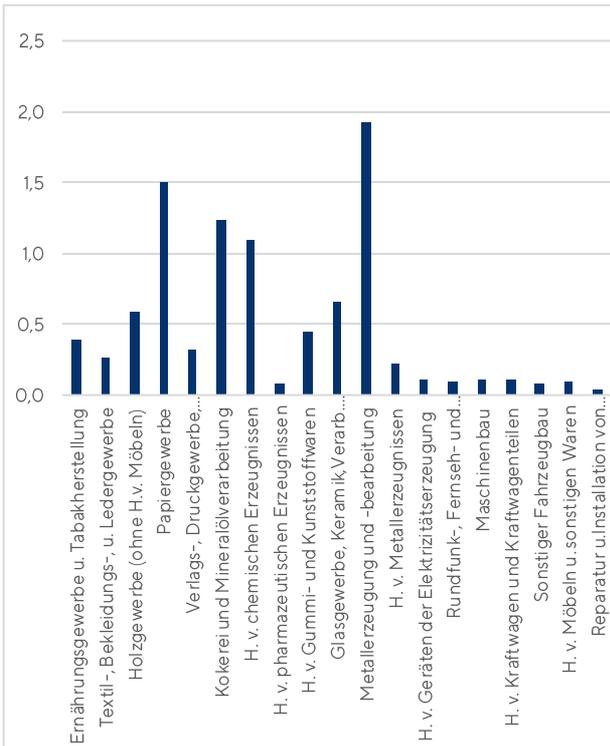
Quelle: eigene Darstellung nach (FÖS/Energy Brainpool 2018)

- **Entlastungen bei Stromsteuer**, insb. nach §9b StromStG („allgemeine Entlastung“), §10 StromStG („Spitzenausgleich“) und §9a StromStG („Prozesse und Verfahren“) für Unternehmen des produzierenden Gewerbes: Analog zu den Entlastungen bei der Energiesteuer werden für die in bestimmten Prozessen (u.a. Elektrolyse, chemische Reduktionsverfahren, Glas, Keramik, Baustoffherstellung, verschiedene Verfahren



Kokerei und Mineralölverarbeitung mit 23 MWh/1.000 Euro und der chemischen Industrie mit 1,1 MWh/1.000 Euro. Insgesamt sind die **Wirtschaftszweige auch unterschiedlich durch Strompreise betroffen. Die Stromintensität variiert je nach Wirtschaftszweig zwischen 0,04 und 1,93 MWh/1.000 Euro.**

**Abbildung 9 Stromintensität nach Wirtschaftszweigen (MWh/Tsd. EUR, 2019)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Eurostat 2023) und (Destatis 2022).

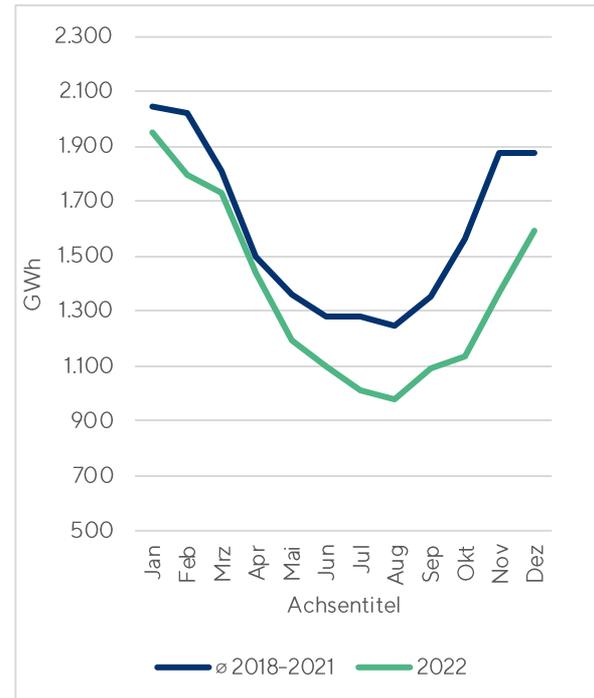
## 2.4 Aktuelle Entwicklung des industriellen Erdgasverbrauchs

Die gestiegenen Energiepreise infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine wirken sich negativ auf die Energiekosten von Unternehmen aus. Dies führte im Jahr 2022 zu einer Verringerung der (industriellen) Erdgasnachfrage in Deutschland und Europa. Die gestiegenen Erdgaspreise erhöhen allgemein die Grenzkosten der

<sup>7</sup> Es ist zu beobachten, dass der monatliche Erdgasverbrauch in der Industrie während der Wintermonate signifikant höher ist als in den Sommermonaten. Allerdings scheint dieser starke Anstieg nicht allein auf zusätzliche Raumwärme zurückzuführen zu sein, da der Anteil der Raumwärme am Endenergieverbrauch in der Industrie

Produktion von Unternehmen, also die Kosten, die bei der Produktion einer zusätzlichen Wareneinheit entstehen und somit eine wichtige Rolle bei der Entscheidung über die Produktionskapazität spielen. Infolgedessen haben erdgasbetriebene Industrieprozesse aufgrund der steigenden Preise einen Wettbewerbsnachteil gegenüber Industrieprozessen, die mit anderen Energieträgern betrieben werden. Denn diese werden relativ betrachtet somit günstiger.

**Abbildung 10 Monatlicher Erdgasverbrauch Industrie (GWh; Ø 2018-21, 2022)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Bundesnetzagentur/Traiding Hub Europe (THE) 2023).

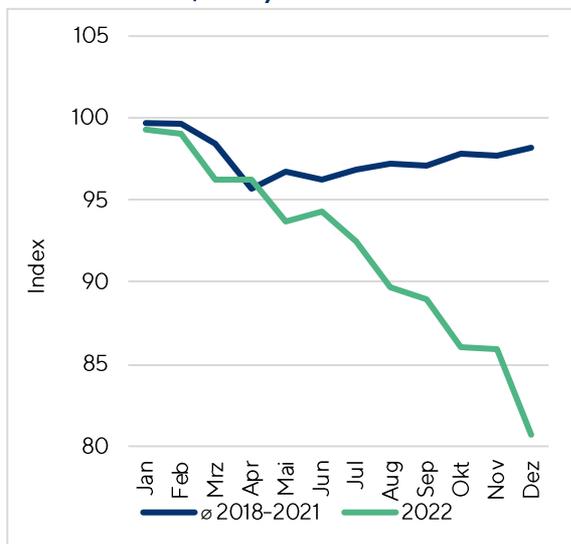
In Abbildung 10 ist dargestellt, wie sich der monatliche Erdgasverbrauch der Industrie im Jahr 2022 sowie durchschnittlich in den Jahren von 2018 bis 2021 entwickelt hat. Insgesamt ist der **industrielle Erdgasverbrauch im Jahr 2022 gegenüber den vorherigen Jahren im Durchschnitt um circa 19%** gesunken.<sup>7</sup> Diese Reduktion des Erdgasverbrauchs kann auf zwei Verhaltensanpassungen der Unternehmen zurückgeführt werden (Krebs 2022):

lediglich bei etwa 8% liegt. Die industrielle Prozesswärme hat hingegen mit etwa zwei Dritteln einen deutlich höheren Anteil am industriellen Endenergieverbrauch (Frauenhofer ISI 2021).

- **Substitutionseffekt:** Unternehmen können einerseits den Erdgasverbrauch senken, indem sie auf alternative Energieträger, wie beispielsweise Öl und Flüssiggas, umsteigen (Fuel Switch) oder ihre Produktionsprozesse optimieren und somit den Energieverbrauch effizienter gestalten.
- **Produktionseffekt:** Andererseits können Unternehmen ihren Erdgasverbrauch reduzieren, indem sie ihre Produktion drosseln oder einstellen und somit einen geringeren bzw. keinen Energieverbrauch mehr haben.

Inwieweit der Fuel Switch auf erneuerbare Energieträger oder die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen einen Anteil an den Erdgaseinsparungen haben und somit zu Treibhausgas-Minderungen der Industrie beitragen, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht valide abschätzbar. Die Entwicklung der preisbereinigten Produktionswerte der Industrie in Deutschland verdeutlichen allerdings, dass insbesondere **Unternehmen aus der energieintensiven Industrie ihre Produktion gedrosselt haben.**

**Abbildung 11 Produktionsindex energieintensive Industrie (Index, 2015 = 100; Ø 2018-21, 2022)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Destatis 2023b)

Abbildung 11 und Abbildung 12 verdeutlichen, dass der Produktionsindex<sup>8</sup> der gesamten Industrie seit Februar 2022 nur leicht gesunken ist (-0,8%), wohingegen der

<sup>8</sup> Der Produktionsindex gibt an, wie sich der preisbereinigte Produktionswert innerhalb der betrachteten Wirtschaftszweige entwickelt hat.

Produktionsindex der energieintensiven Industrie im gleichen Zeitraum um etwa 23% stark zurückgegangen ist.

**Kurzfristige Effizienzpotenziale** scheinen daher insbesondere in der energieintensiven Industrie **weitgehend ausgeschöpft** zu sein, da die Unternehmen diese vermutlich zunächst umsetzen würden, bevor sie die Produktion um durchschnittlich etwa ein Viertel drosseln. Dies deckt sich auch mit Abschätzungen aus dem März 2022, die davon ausgehen, dass etwa 20% des Erdgasverbrauchs jenseits von Haushalten und Gewerbe sich kurzfristig ersetzen lassen, indem beispielsweise Dual-Use-Brenner auf Heizöl umgestellt werden (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V 2022b). In der aggregierten Betrachtung scheint sich insgesamt der Rückgang des Erdgasverbrauchs nicht signifikant auf den Produktionsrückgänge in der Industrie auszuwirken. Jedoch ist eine **differenzierte Betrachtung der betroffenen Wirtschaftszweige notwendig**, da der Rückgang des Erdgasverbrauchs insbesondere in der energieintensiven Industrie auf Produktionsrückgänge zurückzuführen ist.

**Abbildung 12 Produktionsindex Industrie (Index, 2015 = 100; Ø 2018-21, 2022)**



Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (Destatis 2023b)

Als **Zwischenfazit** lassen sich folgende Befunde aus der Entwicklung von Energiekosten und -verbräuchen in der Industrie ableiten:

- Die **Erdgaspreise sind bis zum Jahr 2021 auf einem niedrigen Niveau** und hauptsächlich durch die Beschaffungskosten bestimmt.

Aufgrund **umfangreicher Entlastungsregelungen** waren die Erdgaspreise insbesondere für industrielle Großverbraucher deutlich niedriger als für kleinere gewerbliche Verbraucher und private Haushalte.

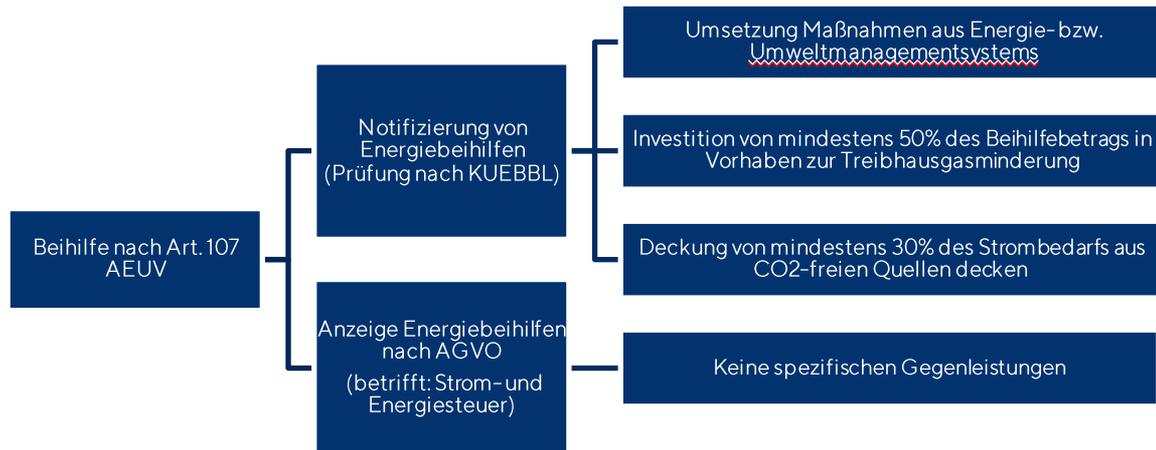
- Die niedrigen Erdgas- und Energiepreise für fossile Brennstoffe sind unter anderem ursächlich dafür, dass der **Endenergieverbrauch und somit auch die THG-Emissionen in der Industrie kaum gesunken sind**. Der Anreiz für einen Wechsel auf strombasierte und dekarbonisierte Produktionsverfahren sind aufgrund **fehlender Wirtschaftlichkeit** und langer Amortisationszeiten nicht gegeben.
- Der Anstieg der fossilen Energiekosten (insb. Erdgas) seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat insgesamt deutliche **Anreize zur Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen** und zum **Fuel Switch geschaffen**. Allerdings wird der Anreiz zum Wechsel auf strombasierte Verfahren durch den gleichzeitigen Anstieg der Stromkosten vermindert.
- Die gestiegenen Preise haben zu einem **Rückgang der (industriellen) Erdgasnachfrage** geführt. Jedoch ist der Rückgang insbesondere in der energieintensiven Industrie auf Produktionsrückgänge zurückzuführen. Daher ist eine differenzierte Betrachtung der Betroffenen notwendig.

### 3 Aktueller Beihilferahmen

Entlastungen bei staatlichen Energiepreisbestandteilen stellen Beihilfen (state aid) dar, die gem. Art. 107 Abs. 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) durch die EU-Kommission genehmigt werden, sofern sie mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Nach Art. 107 Abs. 3c können Beihilfen zur Förderung der Entwicklung

gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

Abbildung 13 Gegenleistungen für Energiebeihilfen



Quelle: eigene Darstellung

#### 3.1 Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL)

Die „Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022“, vom 27.1.2022 - „KUEBLL“<sup>9</sup> konkretisieren die Anforderungen des Art. 107 Abs. 3c AEUV für Beihilfen auf den Gebieten Klima-, Umweltschutz und Energie. Sie ersetzen die bislang maßgeblichen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (UEBLL) und enthalten Kriterien, nach denen die Kommission prüft, ob Beihilfemaßnahmen zur Förderung des Klima- und Umweltschutzes sowie des Energiesektors mit dem Binnenmarkt vereinbar sind (BBH 2022). Die Leitlinien gelten für die im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) enthaltenen Ausnahmen bei KWK- und Offshore-Netzzumlage, nicht jedoch für die geltenden Entlastungen bei Energie- und Stromsteuer, die nach der AGVO (siehe nächstes Kapitel) von der Genehmigungspflicht freigestellt sind. Die im Rahmen der Energiepreiskrise eingeführten Entlastungen (EKDP, Gas-, Strom- und

Wärmepreisbremse) fallen unter den temporären Krisenrahmen (siehe Kapitel 3.3).

#### Konditionalisierung von Energiebeihilfen nach KUEBLL

Neben Kriterien zur Eingrenzung des Adressatenkreises – im Fall von Vergünstigungen auf Strompreisabgaben die Strom- und Handelsintensität von Wirtschaftszweigen – enthalten die Leitlinien auch Vorgaben für zu erbringende **Gegenleistungen für Vergünstigungen**. So müssen alle begünstigten Unternehmen – wie bereits unter der UEBLL – ein Energieaudit oder ein Energie- bzw. Umweltmanagementsystem vorhalten. Zusätzlich müssen sie nun jedoch auch

- die Empfehlungen des **Energie- bzw. Umweltmanagementsystems umsetzen** oder alternativ
- **mindestens 50%** des Beihilfebetrags in Vorhaben zur **Treibhausgasminderung** investieren oder
- **mindestens 30%** des **Strombedarfs** aus **CO<sub>2</sub>-freien Quellen** decken.

<sup>9</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

Die KUEBLL greifen damit den Gedanken auf, dass das mit der Steuer bzw. Abgabe verfolgte Umweltziel auch dann erreicht werden soll, wenn die Vergünstigung gewährt wird.

### 3.2 Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)

Einen alternativen Weg – ohne Notifizierungsverfahren – bietet die Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (EU) („AGVO“)<sup>10</sup>. In Art. 44 AGVO sind die Voraussetzungen geregelt, unter denen **energiebezogene Vergünstigungen** mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Dies betrifft den **Spitzenausgleich** und die **allgemeine Steuervergünstigung bei Energie- und Stromsteuer**. Nach Art 44 AGVO ist es insbesondere erforderlich, dass die Steuerermäßigung anhand transparenter und objektiver Kriterien gewährt wird und die **Mindeststeuerbeträge nach der Energiesteuerrichtlinie** nicht unterschritten werden. Im Unterschied zu den KUEBLL können gem. Art. 6 Nr. 5e der AGVO Vergünstigungen unabhängig davon gewährt werden, ob sie einen sog. „Anreizeffekt“ haben. **Spezifische Gegenleistungen sind nicht vorgesehen**.

Die AGVO wurde durch Verordnung (EU) 2020/972 der Kommission vom 2. Juli 2020 bis Ende 2023 verlängert.

### 3.3 Temporary Crisis Framework (TCF)

Die Europäische Kommission hat am 24. März 2022 den sog. befristeten **Krisenrahmen (Temporary Crisis Framework)**<sup>11</sup> angenommen. Ziel des TCF ist es, die Wirtschaft

infolge des russischen Kriegs gegen die Ukraine zu stützen. Der TCF wurde am 20. Juli 2022 im Einklang mit den Zielen des REPowerEU-Plans erstmals geändert, um das Paket zur Wintervorsorge zu ergänzen, sowie nochmals am 28. Oktober 2022 novelliert.

Bis zum **31. Dezember 2023** können die Mitgliedstaaten Beihilfen zur Stützung der Wirtschaft gemäß des im TCF festgelegten Rahmens gewähren. So können Unternehmen, die von der aktuellen Krise oder den damit verbundenen Sanktionen und Gegensanktionen betroffen sind, in begrenztem Umfang Beihilfen erhalten. Gewährt werden können dabei:

- staatliche Darlehensgarantien in einem befristeten Zeitraum und für begrenzte Darlehensbeträge
- Liquiditätshilfe in Form zinsvergünstigter Darlehen
- **Beihilfen für Mehrkosten aufgrund des außergewöhnlich starken Anstiegs der Erdgas- und Strompreise** in Form von direkten Zuschüssen, Steuervorteilen oder Vergünstigungen in Bezug auf andere Zahlungen oder in Form von rückzahlbaren Vorschüssen, Garantien, Darlehen oder Eigenkapital
- Beihilfen zur Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Energien
- Speicherung erneuerbarer Wärme mit Blick auf REPowerEU
- Beihilfen für die Dekarbonisierung industrieller Produktionsprozesse durch Elektrifizierung und/oder Nutzung von bestimmten Voraussetzungen erfüllendem erneuerbarem und strombasiertem Wasserstoff sowie für Energieeffizienzmaßnahmen
- Beihilfen für die zusätzliche Senkung des Stromverbrauchs

<sup>10</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014R0651&from=DE>

<sup>11</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0324\(10\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022XC0324(10)&from=EN)

Abbildung 14 Beihilfen gemäß Temporary Crisis Framework



Quelle: eigene Darstellung

#### Beihilfen für Mehrkosten durch gestiegene Erdgas- und Strompreise

Die Gewährung der **Beihilfen zur Abmilderung der hohen Energiepreise ist nicht verpflichtend** an eine **ökologische Transformation** als Voraussetzung **gekoppelt**. In der Mitteilung der Kommission zum befristeten Krisenrahmen vom 9. November 2022<sup>12</sup> heißt es in Randnummer 33 jedoch, die Mitgliedstaaten seien aufgefordert Anforderungen an den Umweltschutz als Voraussetzung für die Gewährung von Beihilfen zu erwägen. Die Kommission schlägt dabei folgende **Transformationsoptionen** vor:

- teilweise Deckung des Strombedarfs durch erneuerbare Energien,
- Verpflichtung zu Energieeffizienzinvestitionen zur Senkung des allgemeinen Energieverbrauchs,
- Verpflichtung zu Investitionen zur Verringerung oder Diversifizierung speziell des Erdgasverbrauchs sowie
- Verpflichtung zur Flexibilisierung von Investitionen zur Anpassung an Preissignale an den Strommärkten.

Ab einem Beihilfenvolumen von über **50 Mio. Euro je Unternehmen** gibt es eine Anforderung bzgl.

Gegenleistungen an Unternehmen, welche die Mitgliedstaaten verpflichtend umsetzen müssen: Nach Randnummer 77 der Kommissionsmitteilung müssen Beihilfeempfänger ab diesem Subventionsvolumen innerhalb eines Jahres nach Gewährung einen **Plan zur Treibhausgasreduktion** oder zur Umsetzung der o.g. Transformationsoptionen vorlegen.

#### Zwischenfazit

Der TCF ist relevant sowohl für das Energiekostendämpfungsprogramm als auch für die Gas- und Strompreisbremse (siehe Kapitel 4), da beide Instrumente Beihilfen auf Basis des TCF gewähren. Der Rahmen sieht verpflichtende Gegenleistungen jedoch erst für Großunternehmen ab einem Beihilfenvolumen von 50 Mio. Euro vor. Auch dann muss lediglich ein Plan zur THG-Reduktion oder zur Umsetzung von Maßnahmen für Umweltschutz oder Versorgungssicherheit vorgelegt werden. Der Nachweis der Umsetzung von Transformationsmaßnahmen ist nicht vorgesehen. Andererseits fordert die Kommission die Mitgliedsstaaten auf, Transformationsmaßnahmen als Voraussetzung für die Gewährung von Beihilfen im Rahmen des TCF zu erwägen. Deutschland hat von dieser Möglichkeit zumindest bei den Preisbremsen jedoch keinen Gebrauch gemacht (siehe Kap. 4).

<sup>12</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ:JOC\\_2022\\_426\\_R\\_0001](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=OJ:JOC_2022_426_R_0001)

## 4 Entlastungsprogramme für die Industrie

Die Bundesregierung hat mehrere Entlastungsprogramme auf den Weg gebracht, um Unternehmen von den steigenden Energiekosten zu entlasten.

Wesentliche Instrumente sind:

### 4.1 Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP)

Die Bundesregierung hat im Juli 2022 das Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP)<sup>13</sup> auf den Weg gebracht, um Unternehmen in energieintensiven Wirtschaftszweigen zu unterstützen und existenzbedrohende Situationen zu vermeiden. Die „Richtlinie über die Gewährung von Billigkeitsleistungen zur temporären Kostendämpfung des Erdgas- und Strompreisanstiegs“ sieht vor, dass **Zuschüsse in drei Stufen von Februar bis Dezember 2022** ausgezahlt werden. Antragsberechtigt sind Unternehmen, die einer **energie- und handelsintensiven Branche** gemäß Anhang 1 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL)<sup>14</sup> angehören (insgesamt 116 Sektoren). Zusätzlich müssen diese Unternehmen als **energieintensiver Betrieb** im Sinne der EU-Energiesteuer-Richtlinie<sup>15</sup> qualifiziert sein. Dafür müssen sich seine **Energiebeschaffungskosten** im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr auf **mindestens 3% des Produktionswerts** belaufen haben.

Soweit sich der Strom-/Erdgaspreis im Vergleich zum vorjährigen Durchschnittspreis (2021) verdoppelt hat, wird ein Anteil der zusätzlichen Strom-/Erdgaskosten bezuschusst. Dabei gelten folgende Förderstufen:

- **Stufe 1:** Fördersatz von 30% der Preisdifferenz (max. 2 Mio. Euro) für Unternehmen, die die o.g. Antragsvoraussetzungen erfüllen.
- **Stufe 2:** Fördersatz von 50% der Preisdifferenz (max. 25 Mio. Euro) für Unternehmen, die zusätzlich einen Betriebsverlust im jeweiligen Monat aufgrund der Energiekosten nachweisen; die förderfähigen Kosten müssen dabei mind. 50% des Betriebsverlusts betragen.

- **Stufe 3:** Fördersatz von 70% der Preisdifferenz (max. 50 Mio. Euro) für antragsberechtigte Unternehmen aus Stufe 2, wenn sie einem Wirtschaftszweigen gemäß Anhang 1 des temporären Krisenrahmens der EU vom 24.3.2022 (Temporary Crisis Framework)<sup>16</sup> zugeordnet werden (insgesamt 26 Sektoren bzw. Teilsektoren).

Das EKPD wird mit Haushaltsmitteln von bis zu 5 Mrd. Euro finanziert. Bis zum 13.1.2023 haben Unternehmen aus mindestens 97 Wirtschaftszweigen (4-Steller) insgesamt 1.480 Anträge gestellt, von denen 723 genehmigt wurden (BAFA 2023). Die bislang **bewilligte Gesamtsumme beläuft sich auf knapp 170 Mio. Euro** (laut Auskunft des BAFA vom 08.02.2023).

#### Gegenleistungen

Ein antragstellendes Unternehmen muss erklären, dass es ein **Energiemanagementsystem nach ISO 50001 oder ISO 50005** betreibt oder ein Eintragungs- oder Verlängerungsbescheid für **EMAS** vorliegt. Alternativ muss es sich bereit erklären, **Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Amortisationsdauer von drei Jahren** (60% der vorgesehenen Nutzungsdauer) umzusetzen. Wenn keine wirtschaftlichen Maßnahmen (mit einer Amortisationsdauer von drei Jahren) erbracht werden können, muss keine Erklärung abgegeben werden. Für die Auswahl und Umsetzung der Energiemaßnahme besteht **keine Nachweispflicht**.

### 4.2 Gas- und Wärmepreisbremse

Mit den Preisbremsen für Erdgas bzw. Wärme sowie Strom soll eine Überforderung der finanziellen Leistungsfähigkeit von Unternehmen durch gestiegene Energiepreise vermieden sowie deren Effekt auf Wachstum und Beschäftigung abgefedert werden. Gleichzeitig sollen Sparanreize gesetzt werden. Die Preisbremsen gelten seit dem 1.1.2023 und sind bis zum 30.4.2024 befristet. Die wesentlichen Elemente zeigt Tabelle 3.

<sup>13</sup> <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/g3TOA8bt3FbhMna3hEn/con-tent/g3TOA8bt3FbhMna3hEn/BAanz%20AT%2015.07.2022%20B2.pdf?inline>

<sup>14</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

<sup>15</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32003L0096&from=DE>

<sup>16</sup> [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0324\(10\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0324(10)&from=EN)

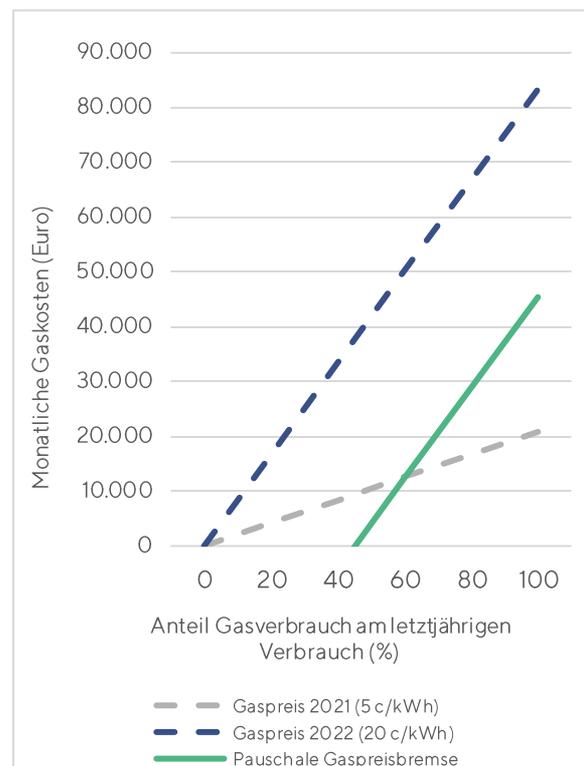
**Tabelle 3 Übersicht Gas, Wärme- und Strompreisbremse**

	Gaspreisbremse		Wärmepreisbremse		Strompreisbremse	
<b>Fallgruppen*</b>	≤ 1.500 MWh/a	> 1.500 MWh/a	≤ 1.500 MWh/a	> 1.500 MWh/a	≤ 30 MWh/a	> 30 MWh/a
<b>Entlastung</b>	80%	70%	80%	70%	80%	70%
<b>Referenzverbrauch</b>	Prognostizierter Jahresverbrauch 2022**	Gemessener Jahresverbrauch 2021	Prognostizierter Jahresverbrauch 2022**	Gemessener Jahresverbrauch 2021	Prognostizierter Jahresverbrauch	Gemessener Jahresverbrauch 2021 bzw. prognostizierter Jahresverbrauch
<b>Preisgrenze (Referenzpreis)</b>	12 ct/kWh (brutto)	7 ct/kWh (netto)	9,5 ct/kWh (brutto)	7,5 ct/kWh (netto)	40 ct/kWh (brutto)	13 ct/kWh (netto)
<b>Entlastungsbetrag</b>	Entlastungsbetrag pro Monat = [Referenzverbrauch * Entlastung%] * [(individueller Preis2023 – Referenzpreis) / 12]					

Quelle: eigene Darstellung FÖS in Anlehnung an (DIHK 2023) \*Verbrauch je Entnahmestelle \*\*des im September 2022 prognostizierten Jahresverbrauchs

Die Gaspreisbremse für die Industrie gilt für alle gewerblichen Verbraucher mit einem Verbrauch von mehr als 1,5 Mio. kWh pro Jahr. Dies betrifft in etwa 24.000 bis 25.000 Unternehmen<sup>17</sup>. Diese Unternehmen erhalten **eine Entlastung von 70% ihres Gasverbrauchs aus dem Jahr 2021 zu einem garantierten Beschaffungspreis von 7 ct/kWh (netto)**. Die Entlastung erfolgt unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch und ist somit ein **pauschaler Entlastungsbetrag**. Im Ergebnis erhält die Gaspreisbremse somit den Anreiz des hohen marktwirtschaftlichen Preissignals.

Abbildung 15 zeigt, dass durch die Gaspreisbremse die gestiegene Kostenkurve (blaue Linie) parallel nach unten verschoben wird (grüne Linie). Durch diese pauschale Entlastung verringern sich einerseits die monatlichen Erdgaskosten. Andererseits bleibt der **hohe Preisanreiz** erhalten, da eine Reduktion des Erdgasverbrauchs weiterhin zu einer starken Senkung der Erdgaskosten führt (gleiche Steigung der blauen und grünen Linie). Unter der Annahme eines jährlichen Erdgasverbrauchs von 5.000 MWh und einem Erdgaspreis von 20 ct/kWh, spart ein Unternehmen bei einer Verringerung des Erdgasverbrauchs um 20% unter Berücksichtigung der Gaspreisbremse etwa 17.000 €/Monat. Im Vergleich dazu würde eine Gaspreisbremse, die den Erdgaspreis auf dem Vorkrisenniveau deckelt (5 ct/kWh, graue Linie), lediglich eine Einsparung von knapp 4.000 €/Monat ermöglichen. Der Sparanreiz der gegebenen Gaspreisbremse ist somit um ein Vielfaches höher als bei einer pauschalen Preisdeckelung.

**Abbildung 15 Gaspreisbremse**

Quelle: eigene Darstellung  
Annahmen: Gasverbrauch: 5.000.000 kWh/Jahr; Gaspreis 2021 (5c/kWh), Gaspreise 2022 (20c/kWh)

Die Gaspreisbremse gilt für sowohl die energetische als auch die stoffliche Nutzung von Erdgas in den Unternehmen. Die Unternehmen können zudem das subventionierte Erdgas zu Marktpreisen weiterverkaufen, wobei der **Weiterverkauf auf den tatsächlichen Gasverbrauch begrenzt** ist.

Das Referenzjahr 2021 wurde ausgewählt, um Unternehmen, die im Jahr 2022 aufgrund steigender Energiepreise bereits Energie eingespart haben, nicht zu

<sup>17</sup> <https://dserver.bundes-tag.de/btd/20/046/2004683.pdf>

benachteiligen. Zudem ist der TCF bei Fördersummen über 2 Mio. Euro auf das Jahr 2021 ausgerichtet. Für die Entlastung gelten absolute und relative Höchstwerte, die den Vorgaben des TCF entsprechen und je nach Unternehmenskriterien unterschiedlich ausfallen. Die absoluten Höchstwerte sind gestaffelt von 2 Mio. Euro bis 150 Mio. Euro und gelten für Letztverbraucher, die als energieintensiv und einer Branche nach Anhang 1 des TCF zugehörig festgestellt wurden. Zudem muss festgestellt werden, dass sie energieintensiv und einer Branche nach Anlage 2 des Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme<sup>18</sup> zuzuordnen sind. Die relativen Höchstwerte hängen von den tatsächlichen krisenbedingten Energiemehrkosten des Unternehmens im Vergleich zum Referenzjahr 2021 ab und sind in Anhang 1<sup>19</sup> aufgeführt.

### Gegenleistungen

Ein Unternehmen, dessen **Entlastungsbeiträge in Summe 50 Mio. Euro** übersteigen, muss der prüfenden Behörde entsprechend der EU-Vorgaben (siehe Kapitel 3) bis zum 31.12.2024 einen **Plan** vorlegen, der darlegt, welche **Maßnahmen zur Verbesserung des Umweltschutzes oder der Versorgungssicherheit das Unternehmen** ergreifen will, insbesondere

- Elektrifizierungsmaßnahmen, um einen Teil seines Energiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken,
- die Steigerung der Energieeffizienz, um den Energieverbrauch im Verhältnis zur wirtschaftlichen Leistung zu senken,
- die Diversifizierung des Erdgasverbrauchs,
- sonstige Maßnahmen, um den CO<sub>2</sub>-Fußabdruck seines Energieverbrauchs zu verringern oder zu kompensieren, oder
- Investitionen, um die Anpassung von Betriebsprozessen an Preissignale auf den Energiemärkten zu erleichtern.

## 4.3 Strompreisbremse

Analog zur Gaspreisbremse gelten auch bei der Strompreisbremse ähnliche Regelungen und Voraussetzungen. Unternehmen erhalten für **70% ihrer bisherigen Verbrauchsmengen, bezogen auf den Verbrauch im Jahr 2021, einen Garantiepreis von 13 ct/kWh (netto)**. Die maximale Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen vor Abzug von Steuerabgaben darf bei energieintensiven Unternehmen nach Anlage 2 (64 Sektoren) 150 Mio. Euro nicht überschreiten. Für Unternehmen, die durch die Prüfbehörde als energieintensiv festgestellt worden sind, aber nicht einem Wirtschaftszweig nach Anlage 2 angehören, darf die Entlastungshöhe von 50 Mio. Euro nicht überschritten werden. Für sonstige Unternehmen beträgt die maximale Entlastungshöhe 2-4 Mio. Euro.

Wie bei der Gaspreisbremse müssen Unternehmen, die eine **Entlastungssumme von über 50 Mio. Euro** erhalten, gemäß EU-Vorgaben einen **Plan** bei der Prüfbehörde einreichen. Der Plan soll laut Gesetz ähnlich wie bei der Gaspreisbremse darlegen, wie das Unternehmen

- einen Teil seines Energiebedarfs durch erneuerbare Energien decken will,
- in Energieeffizienz investieren will, um den Energieverbrauch im Verhältnis zur wirtschaftlichen Leistung zu senken,
- in die Verringerung oder Diversifizierung des Erdgasverbrauchs investieren will,
- sonstige Maßnahmen beabsichtigt, um den Kohlendioxid-Fußabdruck seines Energieverbrauchs zu verringern oder zu kompensieren, oder
- Investitionen tätigen wird, um eine bessere Anpassung von Betriebsprozessen an Preissignale auf den Strommärkten zu erreichen.

Im Gegensatz zur Gaspreisbremse muss dieser Plan jedoch bereits zum 31.12.2023 vorgelegt werden.

<sup>18</sup> [https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

<sup>19</sup> [https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

## 4.4 Verlängerung Spitzenausgleich bis Ende 2023

Der Spitzenausgleich gleicht die Belastungen durch die Ökologische Steuerreform für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes aus. Um energieintensive Unternehmen angesichts der hohen Energiepreise zu unterstützen, hat die Bundesregierung den Spitzenausgleich bei der Energie- und Stromsteuer, der bis Ende Dezember 2022 befristet war und für den eine Novellierung geplant war, um ein Jahr **bis Ende 2023 verlängert**. Die Bundesregierung plant nun eine Neuregelung im Sommer 2023, um die Begünstigungstatbestände des Energie- und Stromsteuerrechts ab dem Jahr 2024 so zu reformieren, dass sie einen möglichst großen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten (Deutscher Bundestag 2022; FÖS 2022a).

Der **Spitzenausgleich entlastet 90 % der nach Abzug weiterer Entlastungstatbestände verbleibenden Steuerbelastung** nach Verrechnung der Entlastung bei den AG-Beitragssätzen zur Rentenversicherung. Die Höhe der Rückerstattung je Unternehmen hängt somit vom Verhältnis der Rentenversicherungsbeiträge zu den Strom- und Energiesteuerausgaben ab. Wie bei weiteren Energie- und Stromsteuerentlastungen gibt es einen Sockelbetrag. Er beträgt 750 Euro Mindeststeuerlast bei der Energiesteuer und 1.000 Euro bei der Stromsteuer.

Laut dem Gesetzentwurf der Bundesregierung werden im Jahr 2023 etwa **9.000 Unternehmen des Produzierenden Gewerbes** mit bis zu **1,7 Mrd. Euro** entlastet.

### Gegenleistungen

Bis Ende 2022 waren unternehmensübergreifende Gegenleistungen beim Spitzenausgleich erforderlich. Der Spitzenausgleich wurde nur gewährt, wenn das Produzierende Gewerbe als Ganzes in jedem Antragsjahr den vorgesehenen Zielwert für die Reduzierung der Energieintensität erreicht hatte. Aufgrund des technologischen Fortschritts wurde dieser Zielwert regelmäßig erreicht.

Im Jahr 2023 ist der Spitzenausgleich an die **Umsetzung von in den jeweiligen Energie- bzw. Umweltmanagementsystemen identifizierten Maßnahmen** geknüpft, anstatt an die Reduzierung der Energieintensität. Unternehmen, die anspruchsberechtigt sind, müssen just **folgende Nachweise** erbringen:

- **ISO 50001-Zertifikat** mit Bericht des letzten Überwachungsaudits, sofern vorliegend, oder
- ein gültiger Eintragungs- oder Verlängerungsbescheid der **EMAS-Registrierungsstelle** bzw.

eine Bestätigung der EMAS-Registrierungsstelle über eine aktive Registrierung mit der Angabe eines Zeitpunkts, bis zu dem die Registrierung gültig ist,

- für KMUs ggf. eine frühestens zwölf Monate vor Beginn des Antragsjahres ausgestellte nicht validierte aktualisierte **Umwelterklärung**.
- Die Nachweisführung über den ordnungsgemäßen Betrieb eines “ **Alternativen Systems zur Verbesserung der Energieeffizienz** ” nach der Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung (SpaEfV).
- Erklärung, dass die **Bereitschaft besteht**, alle im jeweiligen System als wirtschaftlich vorteilhaft identifizierten **Endenergieeinsparmaßnahmen umzusetzen**.

## 5 Qualitative Bewertung der Entlastungsprogramme

Im nächsten Kapitel erfolgt eine qualitative Bewertung der Entlastungsprogramme der Bundesregierung. Dabei wird untersucht, inwieweit die Entlastungsprogramme die **Transformationsanstrengungen der Industrie** behindern. Eine zentrale Fragestellung ist hierbei, inwieweit die Gefahr besteht, dass sich aufgrund der Entlastungsmaßnahmen **Investitionen in die Transformation** verzögern, oder ob die Hilfen entsprechend ausgestaltet sind, um diese Gefahr zu verhindern.

Die Bewertung der Maßnahmen erfolgt anhand folgender Kriterien:

- **Preisauswirkungen:** Wie verändert die Maßnahme das Preisgefüge (Verhältnis von fossiler Referenztechnologie zu Transformationstechnologie)?
- **Effizienzanreize:** Bleiben Effizienzanreize erhalten, z.B. durch eine lediglich anteilige Entlastung des Energieverbrauchs? Müssen Einsparungen nachgewiesen werden bzw. Effizienzinvestitionen durchgeführt werden?
- **Transformationsanreize:** Schafft die Maßnahme Anreize für Transformation, indem der Erhalt der Hilfen z.B. an die Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen (insb. fuel switch zu erneuerbaren Energien) oder den Einsatz erneuerbarer Energien gebunden ist?
- Bestehen ggf. Anreize für einen **FuelSwitch** von Gas auf andere fossile Energieträger (insb. Öl)?

Die **Bewertung der Kriterien** erfolgt qualitativ. Als Skala werden dabei die Kategorien **positiv, neutral, negativ** (+/0/-) verwendet. Es ergibt sich dadurch eine differenzierte Bewertung der Maßnahmen und mögliche Zielkonflikte zwischen Kriterien werden ersichtlich.

### 5.1 Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP)

#### Preisauswirkungen (-)

Das Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP) senkt durch die anteiligen Zuschüssen die Erdgas- und Stromkosten von Unternehmen. Das EKDP wirkt somit den hohen Erdgas- und Strompreisen entgegen und hat preisdämpfende Effekte. Zudem entstehen aufgrund der gleichen Fördersätze für die zusätzlichen Erdgas- und Stromkosten keine langfristigen positiven Preisreize für strombasierte Transformationstechnologien.

#### Effizienzanreize (+/-)

Trotz der preisdämpfenden Effekte des EKPD bleiben die Anreize zur Effizienzsteigerung teilweise bestehen. Einerseits wird nur ein Anteil der zusätzlichen Strom- und Erdgaskosten bezuschusst und nur dann, wenn sich die Preise im Vergleich zum vorjährigen Durchschnittspreis (2021) verdoppelt haben. Andererseits sind die Zuschüsse an energie- und strombezogene Gegenleistungen geknüpft: Ein antragstellendes Unternehmen muss erklären, ein Energiemanagementsystem (ISO 50001, ISO 50005) oder Umweltmanagementsystem (EMAS) zu betreiben. Alternativ kann es sich auch bereit erklären, Energieeffizienzmaßnahmen mit einer Amortisationsdauer von drei Jahren umzusetzen. Allerdings besteht keine Nachweispflicht für die Auswahl und Umsetzung der Energiemaßnahme, wodurch tatsächliche Energieeinsparungen nicht garantiert sind.

#### Transformationsanreize (-)

Das EKDP weist keine positiven Transformationsanreize auf. Insbesondere die anteiligen Zuschüsse für Erdgas senken die Kosten von erdgasbetriebenen Technologien und wirken sich daher trotz der gleichzeitigen Entlastung der Stromkosten nicht positiv auf die Wirtschaftlichkeit von alternativen Transformationstechnologien aus. Darüber hinaus sind die Entlastungen nicht an die Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen oder den Einsatz von erneuerbaren Energien gebunden.

#### Vermeidung Fuel Switch auf emissionsintensivere Technologien (+)

Das EKDP setzt keine Anreize zu einem Umstieg auf emissionsintensivere fossile Energieträger wie Öl, da die anteiligen Zuschüsse die absoluten und relativen Kosten von erdgasbetriebenen und strombasierten Technologien gegenüber anderen fossilen Technologien senken.

### 5.2 Preisbremsen: Gas, Wärme und Strom

Aufgrund der ähnlichen Ausgestaltung der Gas- und Wärmepreisbremse sowie der Strompreisbremse erfolgt eine gemeinsame Bewertung der Entlastungsprogramme.

#### Preisauswirkungen (-)

Die Preisbremsen senken mit pauschalen Entlastungsbeträgen die Kosten für Erdgas bzw. Wärme sowie Strom und haben somit preisdämpfende Effekte. Die subventionierten Energiepreise senken die

Kosten von erdgas- und strombetriebenen Industrieanlagen. Aufgrund der gleichzeitigen Entlastung von Erdgas und Strom verändert sich das relative Preisgefüge zwischen erdgasbetriebenen Referenztechnologien und strombasierten Transformati-  
 onstechnologien allerdings nicht. Dadurch entstehen keine positiven Preisanreize für strombasierte Transformationstechnologien.

#### **Effizienzanreize (+/-)**

Trotz der preisdämpfenden Effekte der Preisbremsen bleiben die Anreize zur Effizienzsteigerung teilweise erhalten. Zum einen bleibt der preisliche Anreiz zu Energieeinsparungen durch die anteiligen pauschalen Entlastungsbeträge erhalten, da diese unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch gewährt werden. Zum anderen gibt es allerdings für Unternehmen, deren Entlastungsbeiträge insgesamt 50 Mio. Euro nicht übersteigen, keine energiebezogenen Konditionen und Gegenleistungen.

#### **Transformationsanreize (-)**

Die Preisbremsen schaffen keine positiven Transformationsanreize. Einerseits sind die Entlastungen nicht an die Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen oder den Einsatz von erneuerbaren Energien gebunden. Andererseits senken vor allem die subventionierten Erdgaspreise die Kosten von erdgasbetriebenen Technologien, wodurch trotz der gleichzeitigen Subvention der Strompreise keine Kostenvorteile für CO<sub>2</sub>-neutrale Transformati-  
 onstechnologien entstehen. Zudem müssen nur Unternehmen mit einem Entlastungsvolumen von über 50 Mio. Euro einen Dekarbonisierungsplan vorlegen. Das wird voraussichtlich nur wenige Unternehmen betreffen und somit keine Transformation von Industrieanlagen in der breiten Fläche fördern (siehe Kapitel 6).

#### **Vermeidung Fuel Switch auf emissionsintensivere Technologien (+)**

Durch die Entlastungsmaßnahmen entstehen keine Anreize für einen Umstieg auf emissionsintensivere fossile Energieträger wie Öl, da die pauschalen Entlastungsbeträge die absoluten und relativen Kosten von erdgasbetriebenen und strombasierten Technologien gegenüber anderen fossilen Technologien senken.

## **5.3 Verlängerung Spitzenausgleich bis Ende 2023**

#### **Preisauswirkungen (-)**

Der Spitzenausgleich hat preisdämpfende Effekte, indem er die Kosten für fossile Brennstoffe und Strom senkt. Allerdings führt die gleichzeitige steuerliche Entlastung von fossilen Brennstoffen und Strom nicht zu langfristigen positiven Preisanreizen für strombasierte Transformationstechnologien. Dafür wäre eine gezielte Förderung von CO<sub>2</sub>-neutralen Technologien wirksamer. Zudem umfasst der Kreis der begünstigten Unternehmen weiterhin das gesamte produzierende Gewerbe und nicht die besonders energieintensiven Unternehmen im internationalen Wettbewerb. Dadurch können sich die Preisimpulse aus Energie- und Stromsteuer bei weniger Unternehmen auswirken, als zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit nötig wären.

#### **Effizienzanreize (+/-)**

Die Effizienzanreize des Spitzenausgleichs bleiben trotz preisdämpfender Effekte teilweise erhalten. Zum einen müssen Unternehmen im Antragsjahr 2023 die im Energie- und Umweltmanagementsystem identifizierten Maßnahmen umsetzen. Jedoch ist bei Antragstellung lediglich die Bereitschaft zu erklären, die als wirtschaftlich vorteilhaft identifizierte Endenergieeinsparmaßnahmen umzusetzen. Es wird nicht konkretisiert, wie die Umsetzung nachzuweisen ist und welche Konsequenzen eine Nicht-Umsetzung hat. Darüber hinaus wird laut Gesetzesbegründung die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Endenergieeinsparmaßnahmen mit der Kapitalwertmethode nach DIN EN 17463 ermittelt, die im Vergleich zur Amortisationsrechnung eine geeignetere Methode zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Effizienzinvestitionen darstellt (FÖS 2022b). Allerdings fehlt im Gesetzestext der Verweis auf die DIN EN 17463, wodurch nicht sichergestellt ist, dass alle Unternehmen diese Norm anwenden.

#### **Transformationsanreize (-)**

Der Spitzenausgleich weist keine positiven Transformationsanreize auf. Der Nachweis von Maßnahmen bezieht sich lediglich auf die Einsparung von Endenergie. Diese kann zwar auch durch Investitionen in strombasierte und dekarbonisierte Anlagen erreicht werden, allerdings ist davon auszugehen, dass im Energiemanagement vorwiegend Optimierungs- und keine Transformationsmaßnahmen identifiziert werden.

### Anreize zum Fuel Switch (0)

Durch die Entlastung des Spitzenausgleichs ändert sich das Preisverhältnis der Energieträger Erdgas und Öl für die Wärmeerzeugung nicht, da diese energetisch gleich besteuert werden.

Tabelle 4 fasst die Bewertung der Entlastungsprogramme zusammen:

**Tabelle 4 Bewertung der Entlastungsprogramme**

Bewertungskriterium/ Entlastungsprogramm	EKDP	Verlängerung SpA	Preisbremsen
Preisreize	-	-	-
Anreize für Energieeffizienz	+/-	+/-	+/-
Anreize für Transformationsinvestitionen	-	-	-
Vermeidung Fuel Switch auf emissionsintensivere Technologien	+	0	+

Quelle: eigene Darstellung

## Exkurs: Beispielhafte Abschätzung der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten in der Aluminiumindustrie

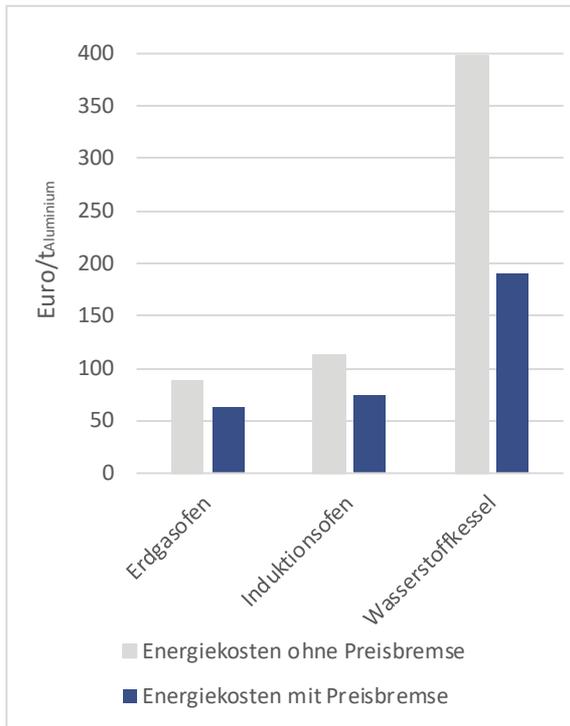
Die Gas- und Strompreisbremse beeinflussen die Wirtschaftlichkeit industrieller Verfahren, da sie die **Energiepreisrelation und damit die Energiekosten fossiler und alternativer Prozesstechniken verändern**. Anhand der Prozesswärmetechnologie in der Aluminiumindustrie werden folgend die Auswirkungen exemplarisch abgeschätzt. Im Rahmen dieser Abschätzung werden lediglich die Energiekosten und nicht die Vollkosten der Verfahren berücksichtigt, da der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau von CO<sub>2</sub>-neutralen Anlagen aus System-sicht eher gering ist (Fraunhofer ISI/RWTH Aachen 2022). Zudem werden im direkten Vergleich mit Gas- und Strompreisbremse lediglich die Beschaffungspreise angesetzt und keine weiteren, evtl. anfallenden Abgaben und Umlagen berücksichtigt. Es wird zudem angenommen, dass die Strom- und

Gaspreisbremse 70% des Verbrauchs abdeckt, während für die restlichen 30% Kosten in Höhe des Marktpreises (d.h. des Dezemberpreises) anfallen. Allgemein ist zu beachten, dass die Ergebnisse stark von den Energiepreisannahmen und -entwicklungen abhängig sind.

Für die Abschätzung der Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse in der Aluminiumindustrie werden **drei verschiedene Schmelztechniken** untersucht. Neben einem fossilen Erdgasofen werden mit einem elektrischen Induktionsofen sowie Wasserstoffkessel zwei (potenziell) CO<sub>2</sub>-neutrale Alternativtechniken analysiert

Abbildung 16 zeigt, wie sich die temporäre Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten je produzierter Tonne Aluminium auswirkt. Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf durchschnittliche Großhandelspreise vom Dezember 2022. **Sowohl mit als auch ohne die Preisbremsen hat der fossile Erdgasofen die niedrigsten Energiekosten**. Allerdings reduziert sich der Energiekostenvorteil des Erdgasofens durch die Preisbremsen. Während sich die Energiekosten des Erdgasofens durch die Preisbremse um 29% von 88 auf 63 Euro pro Tonne Aluminium reduzieren, verringern sich die Energiekosten des Wasserstoffkessel von 398 auf 191 Euro pro Tonne Aluminium (-52%). Die Energiekosten des Induktionsofens sinken wiederum um 34% von 113 auf 75 Euro pro Tonne Aluminium.

**Abbildung 16** Effekte der Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze



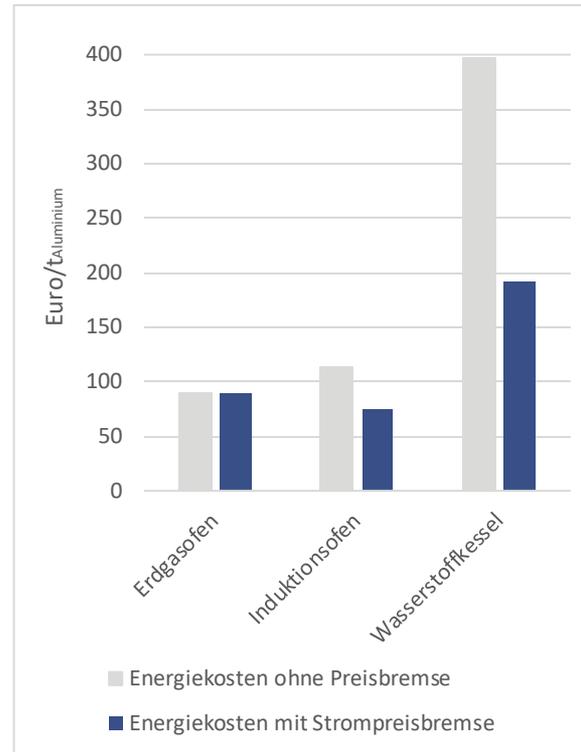
Quelle: eigene Darstellung

Anmerkungen:

Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t<sub>Aluminium</sub>) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Erdgasofen: 0,75; Induktionsofen: 0,45; Wasserstoffkessel: 0,79

Die Strom- und Energiepreisannahmen basieren auf den durchschnittlichen Beschaffungspreisen vom Dezember 2022. Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

**Abbildung 17** Effekte der Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze



Quelle: eigene Darstellung

Anmerkungen:

Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t<sub>Aluminium</sub>) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Erdgasofen: 0,75; Induktionsofen: 0,45; Wasserstoffkessel: 0,79

Die Strom- und Energiepreisannahmen basieren auf den durchschnittlichen Beschaffungspreisen vom Dezember 2022. Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

**Würde nur die Strompreisbremse gelten, aber keine Gaspreisbremse, wäre der Induktionsofen wirtschaftlicher** als der fossile Erdgasofen (siehe Abbildung 17). In diesem Szenario würde auch der Kostenvorteil des Erdgasofens gegenüber dem Wasserstoffkessel deutlich sinken, obwohl die Energiekosten des Wasserstoffkessels nach wie vor mehr als doppelt so hoch wären. Wenn hingegen beide Preisbremsen berücksichtigt werden, wäre ein **signifikant höherer Erdgaspreis notwendig, um den Energiekostenvorteil des fossilen Erdgasofens auszugleichen**. Der Gaspreis müsste um fast die Hälfte auf 170 Euro/MWh ansteigen, damit der Induktionsofen wirtschaftlicher als der Erdgasofen wäre. Bei dem Wasserstoffkessel müsste der Gaspreis sogar fast um das Fünffache auf 687 Euro/MWh ansteigen, um wirtschaftlich vorteilhaft zu sein.

## 6 Identifizierung von bestehenden Defiziten und Ableitung von Politikmaßnahmen und Handlungsempfehlungen

Alle analysierten Entlastungsprogramme sind so ausgestaltet, dass sie den hohen Energiepreisen entgegenwirken sollen. Sie **schwächen** dadurch – ökonomisch betrachtet – das von Energiepreisen ausgehende **Signal zum Einsparen bzw. der effizienteren Nutzung von Energie**, auch wenn bei einzelnen Instrumenten Anreize dazu erhalten bleiben. Die Subventionen für fossile Energieträger über das EKPD, die Gaspreisbremse und den Spitzenausgleich bei der Energiesteuer **mindern zudem die Transformationsanreize**, die insbesondere von den hohen Marktpreisen für Gas ausgehen. Der Fuel Switch auf CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien wird dadurch unattraktiver im Vergleich zu einer Situation ohne marktstützende Programme.

Im Einzelnen wurden folgende **Defizite** der Entlastungsprogramme identifiziert:

### Effizianzanreize sind unzureichend

- **Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP):** Im EKDP ist zwar der Betrieb eines Energiemanagement- oder Umweltmanagementsystems (EMS/UMS) oder alternativ die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen zu erklären, eine Nachweispflicht besteht jedoch nicht. Die Energieeinsparung ist damit nicht garantiert.
- **Preisbremsen:** Durch die pauschale Entlastung unabhängig vom konkreten Verbrauch besteht zwar weiterhin ein Sparanreiz. Die Entlastung über alle Sektoren, führt jedoch zu einer Begünstigung auch jener Unternehmen, die nicht energieintensiv sind und im internationalen Wettbewerb stehen (siehe Kapitel 2). Bei diesen Unternehmen wäre zu erwarten, dass die hohen Energiepreise zu starken Effizienzanstrengungen führen oder die Preise teilweise weitergeben werden können. Ihnen droht somit nicht eine Überforderung der finanziellen Leistungsfähigkeit, welche die Bundesregierung als Begründung für die Notwendigkeit der Preisbremsen anführt.
- **Beim Spitzenausgleich** müssen Unternehmen erklären, die im EMS/UMS identifizierten Maßnahmen umzusetzen. Es ist jedoch nicht geregelt,

wie dies nachzuweisen ist und welche Folgen die Nicht-Umsetzung hat. Zudem findet sich im Gesetz kein Verweis auf die DIN EN 17463 Valerie-Norm zur Berechnung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Maßnahmen, obwohl sie laut Gesetz nach der Kapitalwertmethode ermittelt werden sollen.

### Transformationsanreize fehlen weitgehend

- **Kein Entlastungsprogramm setzt starke Transformationsanreize:** Es bestehen keine Verpflichtungen zur Durchführung von Klimaschutzmaßnahmen oder den Einsatz von erneuerbaren Energien.
- **Preisbremsen:** Erst ab einem Entlastungsvolumen von 50 Mio. Euro müssen Unternehmen einen Dekarbonisierungsplan vorlegen. Das wird von den etwa 25.000 Unternehmen, die unter die RLM-Gaspreisbremse fallen voraussichtlich nur wenige Unternehmen betreffen. Ein Beispiel: bei einer angenommen Subventionierung von 10 ct/kWh beim Gaspreis müsste der gedeckelte Gasverbrauch über 500 GWh betragen, der Gesamtverbrauch über 714 GWh. Beträgt die Subvention nur 5 ct/kWh, verdoppelt sich der notwendige Verbrauch auf 1.428 GWh. Durch die Begrenzung auf Großverbraucher wird diese Anforderung nicht in der Breite zu Transformationsanreizen führen.

Daraus lassen sich folgende **Empfehlungen** für die Nachschärfung der Preisbremsen<sup>20</sup> bzw. für die Ausgestaltung künftiger Kriseninstrumente ableiten:

### Entlastungen zielgenauer ausgestalten

Bei energieintensiven Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, drohen Marktaustritte bzw. Produktionsverlagerungen, sofern Standorte und Produzenten in anderen Ländern nicht in gleichem Maße von den Preissteigerungen betroffen sind. Das wäre aus Sicht des Klimaschutzes kontraproduktiv, sofern dann emissionsintensiver produziert würde. Bei Strom- und Gaspreisbremse erfolgen die **Entlastungen von Unternehmen aber über alle Wirtschaftszweige, unabhängig von Energieintensität und Wettbewerbssituation**.

Zielgenauer ließen sich die Entlastungen ausgestalten, wenn sowohl **sektorale als auch unternehmensspezifische Kriterien Zugangsvoraussetzung** wären:

<sup>20</sup> Das EKPD ist mit Inkrafttreten der Preisbremsen ausgelaufen. Der Spitzenausgleich ist kein

temporärer Kriseninstrument, die Empfehlungen sind jedoch übertragbar.

- Sektoral sollten die Preisbremsen – zumindest für die gewählte Höhe von netto 7 ct/kWh für Gas und 13 ct/kWh für Strom – **nur für handels- und stromintensive Unternehmen greifen**, für die gemäß den EU-Beihilfeleitlinien ein erhebliches Verlagerungsrisiko besteht (Anhang 1 der KUEBLL). Diese Begrenzung galt auch beim EKDP. Zudem sollten **Mindestschwellen bei den Energiebeschaffungskosten** greifen, um die Subventionierung auf energieintensive Betriebe zu fokussieren. Beim EKDP betrug der Schwellenwert 3% des Produktionswerts. Dieser könnte auch bei den Preisbremsen greifen.
- Auch durch die Anwendung von **Produktbenchmarks**, die den spezifischen Strom- bzw. Energieverbrauch pro Tonne Produkt festlegen, könnte zielgenauer nur eine **effiziente Produktionsweise begünstigt werden**. Entlastungsfähig wäre dann nur der Energieverbrauch des Produktbenchmarks. Dies würde starke Effizienzreize setzen. Benchmarks kommen bereits bei Entlastungen für Unternehmen zum Einsatz, so bei der Strompreiskompensation und bei der kostenlosen Zuteilung im Rahmen des europäischen Emissionshandels auf Anlagenebene (Directorate-General for Climate Action (European Commission) u. a. 2021; Öko-Institut u. a. 2018). Eine Verwendung von Produktbenchmarks erhöht allerdings die **Komplexität der Regelung**, zumal es nur für bestimmte Produkte bisher festgelegte Benchmarks gibt. Die Kompatibilität der produktbezogenen Benchmarks im Rahmen der Preisbremsen müsste genauer geprüft werden.

**Entlastungen mit Transformationsanreizen verbinden:** Die negativen Folgen des mit den Preisbremsen verbundenen Markteingriffs auf Effizienz und Transformation ließen sich abmildern, wenn es eine **Verpflichtung gäbe, entsprechende Maßnahmen umzusetzen**:

- Angelehnt an EKDP und Spitzenausgleich sollten auch die Preisbremsen eine Verpflichtung zur Einführung bzw. Betrieb eines **EMS/UMS** enthalten. Diese müssten um eine **THG-Erweiterungstabelle ergänzt werden**, mit der die THG-Emissionen von Energieverbräuchen erfasst und mögliche Klimaschutzmaßnahmen dokumentiert werden.
- Alternativ oder ergänzend zur THG-Erweiterungstabelle sollte der laut TCF für Entlastungsvolumen ab 50 Mio. Euro vorzulegende **Dekarbonisierungsplan für alle Unternehmen mit RLM-Messung** verpflichtend werden. Dadurch wird die innerbetriebliche Auseinandersetzung mit der Transformation der eigenen Produktion in der Fläche angereizt. Der aktuelle Fokus von

Unternehmen auf Energiepreise ist eine einmalige Chance, die Transformation voranzubringen. Für KMUs können gegebenenfalls Erleichterungen oder Ausnahmen gelten.

- Bestandteil sollte des Weiteren die **Pflicht zur Umsetzung der identifizierten, wirtschaftlich durchführbaren Maßnahmen** bis zur Höhe der erhaltenen Subvention sein. Grundlage sollte die wirtschaftliche Bewertung anhand der **Kapitalwertmethode** sein, wie in der DIN EN 17463 beschrieben. Die Kapitalwertmethode ist im Vergleich zur Amortisationsrechnung deutlich besser geeignet, Effizienzinvestitionen zu bewerten. Viele Transformationsmaßnahmen lassen sich jedoch nicht sofort und schnell umsetzen. Daher sollte der Nachweis innerhalb eines Zeitraums von mindestens drei Jahren erfolgen können, bevor die erhaltenen Subventionen zurückgefordert werden, sollten die Maßnahmen nicht umgesetzt werden.

## 7 Fazit

Die Industrie erhält zahlreiche Vergünstigungen bei staatlich regulierten Preisbestandteilen auf Gas und Strom (siehe Kapitel 2.2). Im Ergebnis liegen die Energiepreise deutlich unter denen von privaten Haushalten oder kleineren Gewerbebetrieben. Die Entlastungen führen jedoch zu **Fehlanreizen**, weil die **Verwendung fossiler Energieträger subventioniert** wird oder **Effizianzanreize geschwächt** werden. Sie bieten auch keine Anreize für eine auf erneuerbaren Strom basierende Elektrifizierung oder den Umstieg auf grünen Wasserstoff. Die Bundesregierung hat infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der dadurch gestiegenen Energiepreise verschiedene zusätzliche **Entlastungsprogramme** auf den Weg gebracht, um die Auswirkungen der Energiekrise auf Haushalte und Unternehmen abzufedern. Zu diesen Programmen gehören **das Energiekostendämpfungsprogramm, Preisbremsen für Gas, Wärme und Strom** sowie die **Verlängerung des Spitzenausgleichs** für das Jahr 2023. Das Ziel dieser Maßnahmen ist es, die finanzielle Belastung von Unternehmen durch die gestiegenen Energiepreise zu reduzieren und deren negative Auswirkungen auf das Wachstum und die Beschäftigung abzufedern.

Die vorliegende Analyse zeigt, dass die beschlossenen Entlastungsprogramme darauf abzielen, die **hohen Energiepreise zu reduzieren** und damit die Kostenbelastung für Unternehmen zu verringern. Diese **negativen Preisanreize schwächen jedoch das Signal zum Einsparen und effizienteren Nutzung von Energie**, das durch hohe Marktpreise entsteht. Zusätzlich zur Schwächung der Effizianzanreize **mindern die Subventionen für fossile Energieträger zudem die Transformationsanreize**. Dadurch wird der Umstieg auf CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien im Vergleich zu einer Situation ohne preisensenkende Hilfsprogramme unattraktiver.

Vor dem Hintergrund des Zielpfads des Klimaschutzgesetzes und der daraus resultierenden Notwendigkeit, die Treibhausgasemissionen der Industrie in den kommenden Jahren signifikant zu senken, **setzen die beschlossenen Entlastungsprogramme die falschen Anreize**. Um die Klimaneutralität der Industrie bis zum Jahr 2045 zu erreichen, müssen hingegen Anreize geschaffen werden, um die bevorstehende Reinvestitionsphase der Industrie zu nutzen, **die Investitionen in CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien auszuweiten**. Andernfalls besteht die Gefahr von Lock-in Effekten fossiler Industrieanlagen und der Verfehlung der **Klimaneutralität der Industrie bis 2045**.

Die krisenbedingten Entlastungsprogramme, die darauf abzielen, die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen in einer nicht selbstverschuldeten Notlage zu schützen, sollten daher **nicht zu einer**

**langfristigen Subventionierung von fossilen Energien führen**. Dies würde die notwendige Transformation der Industrie behindern. Die vorliegende Analyse empfiehlt daher folgende **Maßnahmen zur Nachschärfung der Preisbremsen bzw. zur Ausgestaltung künftiger Kriseninstrumente**:

- **Entlastungsprogramme zielgenauer ausgestalten:** Die gezielte Ausgestaltung der Entlastungsprogramme könnte durch die **Einführung von sektoralen und unternehmensspezifischen Zugangsvoraussetzungen** verbessert werden. Die Preisbremsen sollten lediglich für **handels- und stromintensive Unternehmen** gelten, bei denen gemäß den EU-Beihilfeleitlinien ein erhebliches **Verlagerungsrisiko** besteht. Zusätzlich sollten **Mindestschwellen für Energiebeschaffungskosten** eingeführt werden, um die Subventionierung auf energieintensive Betriebe zu konzentrieren. Beim EKDP betrug der Schwellenwert 3% des Produktionswerts. Dieser könnte auch bei den Preisbremsen greifen.
- **Entlastungen gezielt einsetzen und mit Transformationsanreizen verbinden:** Eine **Verpflichtung zur Umsetzung identifizierter Maßnahmen** könnte dazu beitragen, die negativen Preiseffekte der Preisbremsen auf Effizienz und Transformation zu mildern. Die Preisbremsen sollten wie bei EKDP und Spitzenausgleich eine **Verpflichtung zur Einführung bzw. Betrieb eines Energie- oder Umweltmanagementsystem** enthalten. Diese Verpflichtung sollte durch eine **THG-Erweiterungstabelle** ergänzt werden, die die THG-Emissionen von Energieverbräuchen erfasst und mögliche Klimaschutzmaßnahmen dokumentiert. Als Alternative oder Ergänzung zur THG-Erweiterungstabelle sollte der laut TCF für Entlastungsvolumen ab 50 Mio. Euro **vorgesehene Dekarbonisierungsplan für alle Unternehmen mit RLM-Messung** verpflichtend werden. Dadurch würde die Transformation von Industrieanlagen in der breiten Fläche gefördert werden. Eine **Verpflichtung zur Umsetzung der identifizierten, wirtschaftlich durchführbaren Maßnahmen innerhalb von drei Jahren** sollte bis zur Höhe der erhaltenen Subvention bestehen. Die Grundlage für die Bewertung sollte die Kapitalwertmethode (DIN EN 17463) sein, da diese im Vergleich zur Amortisationsrechnung deutlich besser geeignet ist, Effizienzinvestitionen zu bewerten.

Auf europäischer Ebene gilt der Temporary Crisis Framework noch für Maßnahmen bis zum 31. Dezember 2023. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, dass die vorgeschlagene Konditionalisierung/Einführung von Gegenleistungen auch im TCF

verankert wird. Dadurch wird sichergestellt, dass nicht nur in Deutschland, sondern EU-weit die Energiekrise als Chance genutzt wird, die Transformation der Industrie voranzubringen.

Auch bei den unabhängig von der Energiepreiskrise geltenden Subventionen für die Industrie besteht dringender **Handlungsbedarf**. Sie müssen so reformiert werden, dass **Entlastungen für die Verwendung fossiler Energieträger** mittelfristig **vollständig auslaufen** und **größtmögliche Anreize** für eine **effiziente Nutzung von Strom** und **Wasserstoff** auf Basis **erneuerbarer Energien** gesetzt werden.

## LITERATURVERZEICHNIS

- Agora Energiewende, Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Abrufbar unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung\\_Industrie/164\\_A-EW\\_Klimaneutrale-Industrie\\_Studie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf).  
Letzter Zugriff am: 9.4.2020.
- BAFA (2023): Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP) – eingereichte + (teilweise) bewilligte Anträge. Stand der Auswertung: 13.01.2023.
- BBH (2022): EU-Kommission: Neue Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz und Energiebeihilfen. Abrufbar unter: <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/eu-kommission-neue-leitlinien-fuer-staatliche-klima-umweltschutz-und-energiebeihilfen/>. Letzter Zugriff am: 23.2.2023.
- BDEW (2022a): BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022 – Haushalte und Industrie. Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/220727\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli\\_2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/220727_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2022.pdf). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.
- BDEW (2022b): Kurzfristige Substitutions und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland. Abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige\\_Gassubstitution\\_Deutschland\\_final\\_17.03.2022\\_korr1.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Kurzfristige_Gassubstitution_Deutschland_final_17.03.2022_korr1.pdf). Letzter Zugriff am: 27.3.2023.
- BMU (2021): Entwurf einer Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV). Abrufbar unter: <https://www.bmu.de/gesetz/referentenentwurf-einer-verordnung-ueber-massnahmen-zur-vermeidung-von-carbon-leakage-durch-den-nation/>. Letzter Zugriff am: 19.2.2021.
- BMWK (2022): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWK. Abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.
- Bruegel (2023): National fiscal policy responses to the energy crisis. Abrufbar unter: <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.
- Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Letzter Zugriff am: 18.3.2022.
- Bundesnetzagentur (2023a): Monitoringbericht 2022. Abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Bundesnetzagentur (2023b): Aktuelle Lage Gasversorgung. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle\\_gasversorgung/\\_svg/Gaspreise/Gaspreise.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gaspreise/Gaspreise.html). Letzter Zugriff am: 28.2.2023.

Bundesnetzagentur, Trading Hub Europe (THE) (2023): RLM-Gasverbrauch monatlich 2018–2021. Abrufbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle\\_gasversorgung/\\_svg/GasverbrauchRLM\\_monatlich/Gasverbrauch\\_RLM\\_M.html;jsessionid=2E5343BE57F424D070EB575076FOFF4E](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/GasverbrauchRLM_monatlich/Gasverbrauch_RLM_M.html;jsessionid=2E5343BE57F424D070EB575076FOFF4E). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Bundestag, D. (2021): Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (16. Ausschuss) zu der Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV). Abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/309/1930955.pdf>. Letzter Zugriff am: 28.6.2021.

Destatis (2022): Inlandsproduktberechnung – Detaillierte Jahresergebnisse (vorläufige Ergebnisse) – Fachserie 18 Reihe 1.4 – 2021 (Rechenstand: Mai 2022). Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vorlaeufig-pdf-2180140.html>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Destatis (2023a): Industrieller Energieverbrauch nach Branchen. Abrufbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/\\_Grafik/\\_Interaktiv/industrieller-energieverbrauch.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/_Grafik/_Interaktiv/industrieller-energieverbrauch.html). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Destatis (2023b): Produktionsindex, produzierendes Gewerbe. Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Produktion/kpi111.html>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Deutscher Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes zur Verlängerung des sogenannten Spitzenausgleichs. Abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/038/2003872.pdf>. Letzter Zugriff am: 3.2.2023.

DIHK (2023): Was bringen die Energiepreisbremsen?. Abrufbar unter: <https://www.dihk.de/de/themen-und-positionen/wirtschaftspolitik/energie/was-bringen-die-energiepreisbremsen--85394>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Directorate-General for Climate Action (European Commission), Ricardo, Trinomics, Öko-Institut, Green, C., Graichen, V., Healy, S., Bonifazi, E., Bolscher, H., Smith, M., Johnson, M. (2021): Support for an impact assessment on measures to address the risk of carbon leakage in the light of any increase in climate ambition: final report. LU.

Europäischer Rat (2022): EU-Klimaschutzmaßnahmen: vorläufige Einigung über das CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem (CBAM). Abrufbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

Eurostat (2023): Gas prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). Abrufbar unter: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_PC\\_203/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_203/default/table?lang=en). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

FÖS (2022a): Nachfolgeregelung für den Spitzenausgleich: Transformationsunterstützung anstatt weiterer Verlängerung des Status Quo. Abrufbar unter: [https://foes.de/publikationen/2022/2022-10-18\\_Stellungnahme\\_Anhoerung\\_Finanzausschuss.pdf](https://foes.de/publikationen/2022/2022-10-18_Stellungnahme_Anhoerung_Finanzausschuss.pdf). Letzter Zugriff am: 31.10.2022.

FÖS (2022b): How to Remediate Disincentives within the Current System of Free Allocation. Abrufbar unter: [https://foes.de/publikationen/2022/2022-07\\_WWF\\_ETS\\_Carbon\\_Leakage\\_Policy\\_Brief.pdf](https://foes.de/publikationen/2022/2022-07_WWF_ETS_Carbon_Leakage_Policy_Brief.pdf). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

FÖS, Energy Brainpool (2018): Reformbedarf der Energiewendefinanzierung. Abrufbar unter: [https://foes.de/publikationen/2022/2022-03\\_FOES\\_fkz\\_um1743\\_31\\_60\\_reformbedarf\\_energiewendefinanzierung\\_bf.pdf](https://foes.de/publikationen/2022/2022-03_FOES_fkz_um1743_31_60_reformbedarf_energiewendefinanzierung_bf.pdf). Letzter Zugriff am: 23.1.2020.

FÖS, Öko-Institut (2019): Kriterienkatalog zur Evaluierung der Anforderungen einer künftigen Finanzierung der Energiewende. Abrufbar unter: [https://foes.de/publikationen/2022/2022-03\\_FOES\\_fkz\\_um1743\\_31\\_60\\_bewertungskriterien\\_bf.pdf](https://foes.de/publikationen/2022/2022-03_FOES_fkz_um1743_31_60_bewertungskriterien_bf.pdf). Letzter Zugriff am: 3.2.2023.

Frauenhofer ISI (2021): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Abrufbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi\\_anwendungsbilanz\\_industrie\\_2020\\_20210903.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf). Letzter Zugriff am: 31.3.2023.

Hanke-Rauschenbach, R. (2022): Klimaneutrale Prozesswärme: Ein Überblick zu Lösungsansätzen und deren Kosten. Abrufbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=xnlKYUWj-Qw>. Letzter Zugriff am: 14.2.2023.

IZES, Stiftung Umweltenergierecht (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IV Besondere Ausgleichsregelung. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-4.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Letzter Zugriff am: 16.3.2015.

Krebs, T. (2022): Anmerkungen zur Ausgestaltung der Gaspreisbremse für industrielle Verbraucher. Abrufbar unter: [https://www.vwl.uni-mannheim.de/media/Lehrstuehle/vwl/Krebs/gaspreisbremse\\_studie\\_final\\_2.pdf](https://www.vwl.uni-mannheim.de/media/Lehrstuehle/vwl/Krebs/gaspreisbremse_studie_final_2.pdf). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.

- Öko-Institut, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, DIW (2018): Evaluierung und Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels aus ökonomischer Perspektive für die Zeit nach 2020 (EU-ETS-7). Abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-21\\_climate-change\\_29-2019\\_ets-7\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-21_climate-change_29-2019_ets-7_0.pdf). Letzter Zugriff am: 3.2.2023.
- UBA (2021a): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2021. Abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte\\_143-2021\\_umweltschaedliche\\_subventionen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_143-2021_umweltschaedliche_subventionen.pdf). Letzter Zugriff am: 28.10.2021.
- UBA (2021b): Treibhausgasemissionen 2021 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2021). Abrufbar unter: [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2021.pdf?__blob=publicationFile&v=7). Letzter Zugriff am: 27.2.2023.
- UBA (2022): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>. Letzter Zugriff am: 27.2.2023.



Mehr WWF-Wissen  
in unserer App.  
Jetzt herunterladen!



iOS



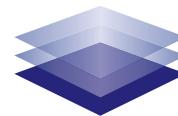
Android



Auch über einen  
Browser erreichbar.

**Unterstützen Sie den WWF**

IBAN: DE06 5502 0500 0222 2222 22



Initiative  
Transparente  
Zivilgesellschaft



**Unser Ziel**

Wir wollen die weltweite Zerstörung der Natur und Umwelt stoppen und eine Zukunft gestalten, in der Mensch und Natur in Einklang miteinander leben.

WWF Deutschland  
Reinhardtstraße 18 | 10117 Berlin  
Tel.: +49 30 311777-700  
info@wwf.de | wwf.de