

Ergänzungsauftrag zum Forschungsvorhaben fe 6/20

Gutachten „Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz“: Überprüfung der Aussagen

März 2023

VORHABENDATEN

	Vorhaben fe 6/20 - Ergänzungsauftrag
Auftraggeber	Bundesministerium der Finanzen (BMF) , Wilhelmstraße 97, 10117 Berlin, Referat I C 3
Auftragnehmer	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) e.V. , Schwedenstraße 15a, 13357 Berlin Hochschule Niederrhein , Lehrstuhl für Energiemanagement und Controlling, Richard-Wagner-Straße 140, 41065 Mönchengladbach Oxford Economics GmbH , Marienstr. 15, 60329 Frankfurt a. M.
Kennzeichen	fe 6/20 - Ergänzungsauftrag
Vorhabenbezeichnung	Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz (Ergänzungsauftrag)
Laufzeit des Vorhabens	November 2022 - Februar 2023
Autor*innen	Florian Zerzawy, Simon Meemken (FÖS) Prof. Dr. Ulrich Nissen, Simon Ingmanns (Hochschule Niederrhein) Dr. Yann Girard, Johanna Neuhoff, Hannah Marie Zick (Oxford Economics)

Bericht Ergänzungsauftrag fe 6/20

Inhaltsverzeichnis

Vorhabendaten	2
Zusammenfassung der Ergebnisse	6
1 Zielsetzung und Fragestellung des Ergänzungsauftrags	11
2 Lenkungswirkung Energie- und Stromsteuer und Energieeinsparung und -effizienz	13
2.1 Lenkungswirkung von Strom- und Energiesteuern in der Theorie	13
2.2 Entwicklung der Strom- und Energiepreise in Deutschland.....	16
2.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit.....	31
3 Internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie	36
3.1 Konzept der internationalen Wettbewerbsfähigkeit	36
3.2 Entwicklung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit.....	37
3.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit.....	46
4 Zielgenauigkeit der Steuerentlastungen	47
4.1 Anpassung der SI/EI an Entwicklung der Beschaffungspreise	50
4.2 Anpassung Sektorkriterium bei Stromsteuerentlastung	54
4.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit.....	56
5 Einfluss staatlich regulierter Energiepreismechanismen	58
5.1 Wegfall EEG-Umlage und Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung.....	58
5.2 Gas- und Strompreismechanismen für die Industrie	60
6 Auswirkung Energieeffizienzgesetz EnEfG (HSN)	69
6.1 Relevante Regelungen des EnEfG un deren Interpretation	69
6.2 Kontrolle über die normkonforme Anwendung der DIN EN 17463	71
6.3 Vergleich mit vorgeschlagener Ausgestaltung im Hauptgutachten.....	73
Literaturverzeichnis	77
Anhang I: Hauptgutachten: Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (WZ 2003*, 2-Steller)	78
Anhang II: Abgleich Anwendungsbereich (WZ 2008, 4-Steller)	80
Anhang III: Wirtschaftszweige, die nach Anpassung des Sektorkriteriums (Anlage 2 ENFG) gegenüber dem Hauptgutachten nicht mehr entlastungsberechtigt wären	91
Anhang IV: Abgrenzung der Abgebildeten Sektoren	94
Anhang V: Übersicht über Branchen und privilegierte Strommenge beim EEG (2-Steller WZ 2008, Begrenzungsjahr 2019)	96

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Quartalsentwicklung der Wirtschaftsabschnitte A bis H auf WZ2008-2-Stellerebene (2018-2022)	27
Tabelle 2:	Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten ausgewählter Indikatoren, Deutschland im internationalen Vergleich (2016-2025)	45
Tabelle 3:	Übersicht Regelungen zur Antragsberechtigung in der BesAR und im EnFG	50
Tabelle 4:	Angepasster Reformvorschlag 3b (Variante 1, StromSt): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (St: 1,1 MWh/1.000 Euro)	50
Tabelle 5:	Angepasster Reformvorschlag 3b (Variante 1, EnergieSt): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (EI ab 13 GJ/1.000 Euro)	52
Tabelle 6:	Angepasster Reformvorschlag 3b, Variante 2 (Strom): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (St: 1,1 MWh/1.000 Euro; EnFG-Anlage 2)	55
Tabelle 7:	Auswirkungen durch Wegfall der EEG-Umlage	60
Tabelle 8:	Übersicht Gas- und Strompreisbremse	62
Tabelle 9:	Beispielhaftes Maßnahmenprogramm eines Unternehmens mit vorhandenem ISO-500001-System	71
Tabelle 10:	Detailvergleich der Vorschläge im Hauptgutachten mit dem EnEfG	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Evaluierung der Maßnahmenidee A vor der Einführung von Strom-/Energiesteuern	14
Abbildung 2:	Evaluierung der Maßnahmenidee A nach der Einführung von Strom-/Energiesteuern	14
Abbildung 3:	Auswirkung der Änderung der spezifischen Nettostromkosten auf den Kapitalwert einer Effizienzsteigerungsmaßnahme und damit auf seine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit	15
Abbildung 4:	Wirkungskanäle einer steigenden Energie-/Stromsteuer	15
Abbildung 5:	Angenommene CO ₂ Preise je Szenario	17
Abbildung 6:	Emissionspfade und Temperaturentwicklung je Szenario	17
Abbildung 7:	Endverbrauch- und Erzeugerpreisentwicklung von Strom in Deutschland (2017-2024)	19
Abbildung 8:	Nachfrageentwicklung von Erdöl, Gas und Kohle in Deutschland (2017-2024)	20
Abbildung 9:	Preisentwicklung von Erdöl, Gas und Kohle in Deutschland (2017-2024)	21
Abbildung 10:	Nachfrage- und Preisentwicklung von Strom und Energie im Produzierenden Gewerbe	22
Abbildung 11:	Strom- und Energienachfrageentwicklung einzelner Wirtschaftszweige (2018, 2020 und 2022)	23
Abbildung 12:	Energieintensität ausgewählter Wirtschaftszweige (2018, 2020, 2022)	24
Abbildung 13:	Energienachfrage: Quartalswachstum ausgewählter Wirtschaftszweige in Prozent (2019-2022)	25
Abbildung 14:	Entwicklung der Erzeugerpreise in Deutschland (2015-2030)	28
Abbildung 15:	Entwicklung der Erzeugerpreise für Strom in Deutschland (2015-2017)	29
Abbildung 16:	Entwicklung der Industrieproduktion in Deutschland (2015-2030)	30
Abbildung 17:	Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland (2015-2030)	31
Abbildung 18:	Entwicklung des Energiekostenanteils eines Unternehmens bei überproportionaler Steigerung der Energiepreise	32
Abbildung 19:	Beispielhafter Aktivierungs-Schwellenwert	33
Abbildung 20:	Rückkopplungen zwischen den einzelnen Ebenen	36
Abbildung 21:	Indikatoren zur Messung der sektoralen Wettbewerbsfähigkeit	36
Abbildung 22:	Preisentwicklung Erzeugerpreise Strom im internationalen Vergleich (2015-2030)	37
Abbildung 23:	Preisentwicklung Kohle im internationalen Vergleich (2015-2030)	38
Abbildung 24:	Preisentwicklung Gas im internationalen Vergleich (2015-2030)	39
Abbildung 25:	Preisentwicklung Erdöl im internationalen Vergleich (2015-2030)	40
Abbildung 26:	Lohnstück- und Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe im internationalen Vergleich	41
Abbildung 27:	Lohnstückkosten im internationalen Vergleich	42
Abbildung 28:	Energiekosten im internationalen Vergleich	42

Abbildung 29:	Entwicklung der Lohnstück- und Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland	43
Abbildung 30:	Durchschnittliche Strompreise im Antragsverfahren 2022 (ct/kWh)	49
Abbildung 31:	Vergleich Anzahl entlastungsberechtigte Unternehmen gemäß geltender Regelungen und des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Bezugsjahr: 2017)	53
Abbildung 32:	Vergleich des Umfangs der geltenden Entlastungsregelungen und der Entlastungstatbestände des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Bezugsjahr: 2017)	53
Abbildung 33:	Durchschnittliche Stromsteuerentlastung gemäß der geltenden Entlastungsregelungen und des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Euro/MWh)	54
Abbildung 34:	Vergleich Entlastungsvolumen StromSt (§9b + §10 StromStG)	56
Abbildung 35:	Entwicklung von EEG-, KWKG- und Offshore-Netzzulage (2014-2023, ct/kWh)	58
Abbildung 36:	Bandbreite der Strompreise Industrie (nominal, ct/kWh; 2021)	59
Abbildung 37:	Anträge EKPD nach Wirtschaftszweigen (Stand: 13.1.23)	61
Abbildung 38:	Auswirkungen Reformvorschlag 3b auf Gaspreise 2024-2025 (Euro/MWh)	64
Abbildung 39:	Energiekosten der Prozessdampferzeugung bei der Papiertrocknung (Erstes Halbjahr 2022, Euro/tDampf)	65
Abbildung 40:	Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Papiertrocknung (Dezember 2022/Januar 2023, Euro/tDampf)	66
Abbildung 41:	Energiekosten der Aluminiumschmelze (Erstes Halbjahr 2022, Euro/tAluminium)	67
Abbildung 42:	Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze (Beschaffungspreise Dezember 2022)	67
Abbildung 43:	Ermittlung eines Kapitalwertes nach 50% der vorgesehenen Nutzungsdauer im Sinne des EnEFG	70
Abbildung 44:	Änderung des Kapitalwertes durch Variation des Kalkulationszinssatzes	72
Abbildung 45:	Änderung des Kapitalwertes durch Variation der Preisänderungsrate Energie	72
Abbildung 46:	Änderung des Kapitalwertes durch Variation der Nutzungsdauer	73
Abbildung 47:	Ergänzung des EnEFG durch die Neuregelung des Spitzenausgleichs bei der Aufdeckung und Ausschöpfung von Effizienzpotentialen	74

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Das BMF hat das Konsortium aus Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Hochschule Niederrhein (Prof. Dr. Nissen) sowie Oxford Economics beauftragt, zu überprüfen, ob die im vorgelegten Hauptgutachten vom Mai 2022 getroffenen Aussagen auch in Anbetracht der deutlich veränderten energie- und geopolitischen Voraussetzungen seit Beginn des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine noch Bestand haben oder ob Anpassungen an den Reformvorschlägen notwendig wären. Dabei sollten folgende Fragestellungen untersucht werden:

- Inwieweit sind die Aussagen und Ergebnisse des Gutachtens auch unter Maßgabe der derzeit hohen Energiepreise und der geänderten geopolitischen und wirtschaftlichen Lage noch zutreffend bzw. müssten geändert werden bezogen auf die
 - Lenkungswirkung der Strom- und Energiesteuer,
 - Energieeinsparung und -effizienz,
 - Wettbewerbsfähigkeit und
 - Zielgenauigkeit der Steuerentlastungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UPG) bzw. nur für energieintensive Unternehmen.
- Welchen Einfluss haben staatlich regulierte Energiepreismechanismen (Wegfall der EEG-Umlage, temporäre Gas- und Strompreisbremse) auf die Gewährung von Steuerentlastungen und die Erreichung von Treibhausminderungen sowie Transformationsprozesse der Industrie?
- Wie würde sich das von der Bundesregierung geplante Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz, Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht (EnEfG) auf den im Gutachten vorgeschlagenen Nachweis der Energiemanagementsysteme sowie die Umsetzung wirtschaftlich vorteilhafter Endenergieeinsparmaßnahmen auswirken? Wäre eine solche Gegenleistung im Energie- bzw. Stromsteuerrecht damit entbehrlich?

Lenkungswirkung und Energieeinsparung und -effizienz

1. Die **Preise für Strom und Energie** sind in Deutschland seit 2021 **stark gestiegen** und betreffen auch die UPG. Deutliche **Effekte auf die Nachfrage nach Energie und Strom** von UPG sind dagegen **bisher nicht festzustellen**. Mögliche Gründe dafür sind, dass die Preissteigerungen noch nicht in vollem Ausmaß bei den Unternehmen angekommen sind, da diese ihre Energie- bzw. Stromnachfrage über langfristige Lieferverträge decken. Sind sie angekommen, so wurde die Nachfrage (noch) nicht angepasst. Dies spräche mindestens in der kurzen Frist dafür, dass die Preiselastizität der Energienachfrage niedrig ist. Eine **Verhaltensanpassung** würde demnach deutlich **zeitlich versetzt** zur Preissteigerung auftreten, bspw. wenn teure Investitionen zur Steigerung der Strom- und Energieeffizienz getätigt und umgesetzt wurden. Hier könnte auch die **Erwartung der Preisentwicklung** eine entscheidende Rolle spielen: Wenn die Unternehmen davon ausgehen, dass die aktuellen Preissteigerungen nur ein kurzfristiger Schock sind, mittel- und langfristig aber das Niveau der Ausgangspreise wieder erreicht wird, würden sich Investitionen in die Steigerung der Energie- und Stromeffizienz weniger lohnen. Unternehmen würden sich daher mit derartigen **Investitionen zurückhalten**.
2. Strukturell zeigt sich, dass die Industrieproduktion in Deutschland dauerhaft hinter den Prognosen vor Ausbruch des Kriegs zurückbleiben dürften. Die Bruttowertschöpfung erholt sich jedoch von der Krise und gleicht sich an die Vorkriegsprognosen an.
3. Auf Ebene der Betriebe lässt sich konstatieren, dass durch die **Steigerung der Energiekosten** die Energiekostenanteile in Unternehmen grundsätzlich zunehmen, so dass der **Druck, Energiekosten systematisch zu steuern** und die Energieversorgung zu optimieren, **wächst**.
4. Gleichwohl lässt sich annehmen, dass **Unternehmen träge reagieren**. Dies betrifft insbesondere Wirkungen auf die recht starke Preissteigerung ab Anfang 2022. Dafür gibt es mehrere Gründe. Den Unternehmen fehlt erstens **Planungssicherheit**. Sie scheinen in vielen Fällen zu zweifeln, ob die Preiserhöhungen von Dauer sein werden; dadurch entstehen **Unsicherheiten bei der Bewertung**. Eine solche Bewertung hängt maßgeblich auch von den Erwartungen gegenüber der Politik zu stringenten Klimaschutzzielen ab. **Risikoaverse Entscheider** warten **klare Signale** ab, wie sie etwa von einer Reform des Spitzenausgleichs ausgehen würden. Zweitens hatte der Produktionsfaktor Energie in der Vergangenheit bei vielen Unternehmen eine geringe Bedeutung. Unternehmen müssen sich daher erst daran gewöhnen, diesem Thema eine höhere Gewichtung beizumessen. Das benötigt Zeit. Fehlende Fachkompetenzen insbesondere im Schnittstellenbereich zwischen Energietechnik und Wirtschaft (und genau dort bewegen sich Effizienzverbesserungsmaßnahmen) verlangsamten die Beschäftigung mit Verbesserungspotentialen. Es fehlen des Weiteren **systematische Methoden** zur Aufdeckung und

Ausschöpfung von **Einsparpotentialen**. Hier kann die Orientierung auf significant energy use (SEU) der ISO 50001 helfen, das Hauptaugenmerk auf wesentliche Verbraucher und damit auf die tendenziell großen Einsparpotentiale zu lenken. Energiemanagementsysteme (EnMS) fördern prinzipiell zwar Energieeffizienzverbesserungen, werden aber in Unternehmensleitungen nicht selten immer noch vor allem als Kostenfaktor angesehen, die nur deshalb eingeführt werden müssen, damit staatliche Privilegien – etwa der Spitzenausgleich – gewährt werden und nicht als Instrument zur Unternehmenswertsteigerung. Der Spitzenausgleich hat in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung zu dieser Denkhaltung beigetragen, da er die Unternehmen nicht in die Pflicht genommen hat, das Potential eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 auszuschöpfen.

5. Preiserhöhungen von Energieträgern, insbesondere starke und überproportionale, wie sie im Jahr 2022 zu verzeichnen waren, haben somit positive Wirkungen auf ein Ausloten und Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen in Unternehmen, führen jedoch erst mit einer gewissen Verzögerung zu Verbesserungen bei der Energieeffizienz.
6. Vor diesem Hintergrund besteht aus Sicht der Gutachter **keine Notwendigkeit**, die konkreten **Vorschläge** im Hauptgutachten zur neuen Ausgestaltung des Spitzenausgleichs **grundlegend zu modifizieren**. Im Gegenteil: Das Energie-/Stromsteuergesetz wird mit den vorgeschlagenen Spitzenausgleichsregelungen i.V.m. den Gegenleistungen jeweils Beiträge dazu leisten, Energieeffizienzlücken abzubauen und sich daher als Baustein der Energiewende etablieren.

Wettbewerbsfähigkeit der Industrie

7. Der Vergleich mit anderen Ländern Europas (Italien, Spanien, Frankreich), Asiens (Indien, Japan, China) sowie den USA zeigt, dass die Energie- und Strompreise in Deutschland relativ hoch sind. Obwohl das in gewissem Maße auch schon vor der Pandemie der Fall war, zeigen die Prognosen, dass sich der Abstand zu den Vergleichsländern eher erhöhen wird.
8. Auch von den Preisanstiegen seit 2021 war Deutschland im Vergleich stark betroffen. Inwieweit sich die Strom- und Energiepreise auf die deutsche Wettbewerbsfähigkeit auswirken, ist nicht eindeutig zu beantworten und hängt von vielen Faktoren ab. Die dargestellten Prognosen könnten darauf hindeuten, dass die gesamtdeutsche Wettbewerbsfähigkeit nicht leiden wird. Mit Fokus auf die Industrie kann eine Schwächung der Wettbewerbsfähigkeit jedoch nicht ausgeschlossen werden. Demnach würden sich Verschiebungen in der Struktur der deutschen Volkswirtschaft ergeben. Die Einordnung einer solchen Verschiebung muss sowohl wirtschafts- als auch klimapolitisch entschieden werden. Inwiefern die Industrie mit Carbon Leakage reagiert, hängt aber auch stark von weiteren Faktoren ab, insbesondere, wie die Preiserwartungen sind, wie stringent die Wettbewerber ihre Klimaschutzziele verfolgen, welche Rolle andere Standortfaktoren spielen und wie mobil das Kapital der betroffenen Unternehmen ist. Es konnten bisher keine **deutlichen Hinweise auf eine Abwanderung** festgestellt werden. Somit bestätigt die aktuelle Analyse die Aussage aus dem Hauptgutachten: Preissteigerungen allein führen nicht zu einer signifikanten Abwanderung. Einschränkend muss hier jedoch ergänzt werden, dass der betrachtete Zeitraum vergleichsweise kurz ist, sodass das Ausbleiben dieser Effekte mittel- und langfristig nicht ausgeschlossen werden kann. Weiterhin gibt es in der Literatur und in der deskriptiven Analyse des letzten Energiepreisschocks jedoch **keine eindeutige empirische Evidenz** dafür, ob höhere Strom- und Energiepreise die internationale **Wettbewerbsfähigkeit** der deutschen Wirtschaft **bedrohen**.
9. Die vorliegenden Daten deuten darauf hin, dass die **Lenkungswirkung der marktgetriebenen Preissteigerungen eher schwach** ist. Das könnte jedoch auch auf die **Erwartung** zurückzuführen sein, dass die **Strom- und Energiepreise langfristig wieder sinken**, oder läßt sich mit **Trägheitseffekten** in den Unternehmen begründen

Zielgenauigkeit der Steuerentlastungen

10. Das Hauptgutachten kommt zum Ergebnis, dass die geltenden Entlastungen nicht zielgenau ausgestaltet sind, da sie pauschal für alle UPG gelten und schlägt daher eine Begrenzung auf Sektoren und Unternehmen vor, die sowohl im internationalen Wettbewerb stehen als auch energieintensiv sind. Dazu werden Kriterien vorgeschlagen, nach denen diese Begrenzung objektiv und nachvollziehbar erfolgen kann.
11. Im Reformvorschlag 3b wird zur Eingrenzung des Begünstigtenkreises auf Sektorebene vorgeschlagen, die Listen der BECV (Energiesteuer) und der BesAR des EEG (Stromsteuer) zu verwenden. Da die **EEG-Umlage** mittlerweile **weggefallen** ist und die Entlastungen für KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) geregelt sind, **empfehlen wir** stattdessen für die Stromsteuerentlastung den dort enthaltenen **Anhang 2 zu stromkosten- oder handelsintensiven Wirtschaftszweigen** zu verwenden, die den in 2022 in Kraft getretenen Energiebeihilfeleitlinien der EU (KUEBLL) entnommen sind.
12. Auf Unternehmensebene hängt die Entlastung im Reformvorschlag davon ab, welche **Energie- bzw. Stromintensität** (EI/SI) die Unternehmen aufweisen. Ab einer Mindestschwelle von 30 GJ/1.000 Euro

Bruttowertschöpfung (BWS) bzw. 1,8 MWh/1.000 Euro BWS können die Unternehmen eine Entlastung erhalten, deren Höhe davon abhängt, ob sie Effizienzmaßnahmen umsetzen (dann: 75%) oder wie energie-/stromintensiv sie sind. Die Schwellenwerte basierten auf einer durchschnittlichen Strom-/Energiekostenintensität (SKI/EKI) von UPG von etwa 20% (bezogen auf die BWS) im Jahr 2019/2020 und war somit angelehnt an die Regelungen bei der BesAR. Angesichts der gestiegenen Energiepreise haben wir die **Schwellenwerte** auf ein Niveau aktualisiert, das unter aktuellen Energiepreisen einer **Kostenintensität von 20%** entspräche. Die Schwellenwert der EI reduziert sich auf 13 GJ/1.000 Euro BWS, bei der SI auf 1,1 MWh/1.000 Euro BWS.

13. Die Anpassung der SI/EI (Variante 1) zeigt folgende Ergebnisse:

- **Stromsteuerentlastung:** Insgesamt **erweitert** sich gegenüber dem Reformvorschlag 3b der **Kreis der antragsberechtigten Unternehmen** auf 1.773 (+73%) und die als Bemessungsgrundlage für die Anwendung des Kompensationsgrades dienende **Strommenge** auf etwa 115 TWh (+20%). Zudem steigen die maximalen Entlastungsvolumina durch die Absenkung der Stromintensität für den Tatbestand 1 auf knapp 1,8 Mrd. Euro (+19%) und für den Tatbestand 2 auf circa 1,3 Mrd. Euro (+13%).
- **Energiesteuerentlastung:** Durch die Anpassung des EI-Schwellenwerts **erweitert** sich ebenfalls die **Anzahl der entlastungsberechtigten Unternehmen** auf 583 (+187%) und die entlastungsfähigen **Energiemengen** auf etwa 132 PJ (+55%). Dadurch steigt zudem das maximalen Entlastungsvolumen für den Tatbestand 1 auf knapp 151 Mio. Euro (+55%) und für den Tatbestand 2 auf circa 77 Mio. Euro (+51%).
- **Im Vergleich zu den geltenden Entlastungsregelungen** führt der angepasste Reformvorschlag jedoch weiterhin zu einer **deutlichen Einschränkung des Begünstigtenkreises** an Unternehmen sowie der maximalen **Entlastungsvolumina**. Im Ergebnis wird der Kreis antragsberechtigter Unternehmen, der sich im Falle der Strom- und Energiesteuerentlastung jeweils um etwa 95% reduziert, um etwa 1,4 bis 1,9 Mrd. Euro entlastet. Abhängig von der Inanspruchnahme der beiden Tatbestände reduziert sich das Entlastungsvolumen gegenüber dem aktuellen Volumen (3,0 Mrd. Euro) somit um 37 bis 66%.

14. Eine zusätzliche Harmonisierung des Sektorkriteriums (Variante 2) bei der Stromsteuerentlastung mit Anlage 2 des Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) (Variante 2) führt zu einer Verringerung der antragsberechtigten Wirtschaftszweige:

- Dennoch **steigt** in dieser Variante bei der **Stromsteuerentlastung** die Anzahl der begünstigten Unternehmen und die entlastungsfähigen Strommengen gegenüber dem Reformvorschlag des Hauptgutachtens, was auf den niedrigeren SI-Schwellenwert zurückzuführen ist. Der Anstieg ist jedoch **weniger stark** als in Variante 1. Die Anzahl der entlastungsberechtigten Unternehmen erweitert sich auf 1.332 (+30%) und die als Bemessungsgrundlage für die Entlastung dienende Strommenge auf etwa 100 TWh (+3%). Die maximalen Entlastungsvolumina steigen zudem für den Tatbestand 1 auf knapp 1,53 Mrd. Euro (+3%) und für den Tatbestand 2 auf circa 1,18 Mrd. Euro (+1%).
- Gegenüber den bisher geltenden Entlastungsregelungen **verringert** sich das maximale **Entlastungsvolumen** in Variante 2 bei der Stromsteuer deutlich. Das Entlastungsvolumen wird mit einem Volumen zwischen 1,18 und 1,53 Mrd. Euro etwa 43-56% unterhalb der aktuell geltenden Entlastungsvolumina (2,7 Mrd. Euro) liegen.

Einfluss staatlich regulierter Energiepreismechanismen

15. Die Wechselwirkung mit anderen staatlich regulierten Energiepreismechanismen mit Blick auf Belastungsniveaus der UPG sowie THG-Minderung und Transformationsprozesse der Industrie ist ein Aspekt, der im Hauptgutachten noch nicht untersucht wurde. Von besonderer Bedeutung sind einerseits der Wegfall der EEG-Umlage, der sich dämpfend auf den Strompreis ausgewirkt hat sowie die im Zuge der Entlastungspakete der Bundesregierung zur Abfederung der krisenbedingten Energiemehrkosten eingeführten Strom- und Gaspreisminderungen.

16. Bei Unternehmen, bei denen bisher die **EEG-Umlage begrenzt** wurde, dämpft der Wegfall der EEG-Umlage den **Strompreisanstieg** nur **geringfügig**. **Effizienzanstrengungen** der Unternehmen werden durch den Wegfall der Umlage aber **nicht abgeschwächt**, da keine starke Preisreduzierung (gegenüber einer Situation ohne Maßnahme) erfolgt ist. Die Wirkung der Maßnahme auf **Transformationsbemühungen und THG-Minderung** dürfte bei dieser Fallgruppe **gering** sein, da das Preisgefüge zwischen fossilen Technologien einerseits und strombasierten Technologien andererseits nicht maßgeblich beeinflusst wird. Ebenso ändern sich die Bezugskosten von Wasserstoff kaum, da für die Herstellung von Wasserstoff bereits eine Begrenzung auf 15% der EEG-Umlage ohne Schwellenwert von 1 GWh und für grünen Wasserstoff bereits eine vollständige Befreiung im EEG 2021 verankert war.

17. Dagegen ist der **strompreisdämpfende Effekt** bei den nicht durch die BesAR privilegierten Unternehmen des produzierenden Gewerbes deutlich **größer**. Er beträgt gegenüber 2021 6,5 ct/kWh und gegenüber dem 1. Halbjahr 2022 3,723 ct/kWh. Ohne Wegfall der EEG-Umlage wäre der Strompreisanstieg für diese Unternehmen deutlich höher. Das bedeutet, dass einerseits **Effizienzreize** (für schon vorhandene strombasierte Technologien) geschwächt werden, andererseits sich das **Preisgefüge** zwischen fossilen Technologien und strombasierten Technologien **zugunsten der strombasierten Technologien** verschiebt. Der Einsatz von Wasserstoff bleibt aufgrund der oben geschilderten schon vorher bestehenden weitgehenden Befreiung unbeeinflusst.
18. Aufgrund der ähnlichen Branchen- und Unternehmenskriterien von BesAR und dem Reformvorschlag 3b des Hauptgutachtens sind Überschneidungen mit den bisher bei der BesAR entlasteten Unternehmen bzw. Strommengen wahrscheinlich. Das heißt, Unternehmen die durch den Wegfall der EEG-Umlage nicht wesentlich bessergestellt wurden, bleiben jedoch weiterhin bei der Stromsteuer entlastet. Unternehmen, die durch den Wegfall der EEG-Umlage entlastet wurden, da sie bisher nicht privilegiert waren, werden dagegen im Reformvorschlag zukünftig nicht mehr entlastet, da sich dieser an den Sektoren der BesAR anlehnt.
19. UPG, die bisher bei der Strom- und Energiesteuer entlastet werden, fallen in der Regel unter die für die Industrie geltenden **Preisbremsen von 7 ct/kWh (Gas) bzw. 13 ct/kWh (Strom)**. Dies ergibt sich implizit aus den Mindestdschwelen bei allgemeiner Entlastung und Spitzenausgleich, die bei der Stromsteuer über der Strompreisgrenze von 30 MWh/a liegen, nach der zwischen privaten Haushalten/KMU und industriellen Verbrauchern differenziert wird. Bei der Gaspreisbremse liegt der Schwellenwert zwar höher; die in der Gesetzesbegründung genannten Fallzahlen von ca. 25.000 Unternehmen liegen jedoch über den Fallzahlen bei allgemeiner Entlastung und Spitzenausgleich Energiesteuer. Es kann davon ausgegangen werden, dass die dort entlasteten Unternehmen eine Teilgruppe der Unternehmen sind, die über die Gas-/Wärmepreisbremse entlastet werden.
20. Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen sind nicht in den Preisbremsen enthalten und fallen insofern je nach individueller Situation der Unternehmen weiterhin ganz, teilweise oder nicht an.
21. Sofern die Preisbremsen bis April 2024 verlängert werden und der Reformvorschlag 3b zum 1.1.2024 umgesetzt würde, führt dies demnach auch bereits während der Gültigkeit der Preisbremsen zu **Änderungen bei den Energiekosten**. Sofern Unternehmen nicht mehr antragsberechtigt sind, d.h. vom Begünstigtenkreis nicht mehr erfasst sind, fallen auf die dadurch nicht mehr privilegierten Mengen Energie- bzw. Stromsteuer an. Bei anhand der im Reformvorschlag 3b präzisierten Kriterien als wettbewerbsgefährdet – und energieintensiv eingestuften Unternehmen (weiterhin begünstigten Unternehmen) hängt die Entlastung von der Energie- und Stromintensität ab. Sie kann individuell auch höher liegen als bisher, im Durchschnitt verändert sich die Entlastung jedoch wenig.
22. Auch **nach Auslaufen der Gaspreisbremse** ist noch mit hohen Gas- und Strompreisen für das Produzierende Gewerbe zu rechnen. Sie fallen jedoch konstant und erreichen in Q4/2025 ein Niveau von etwa 50 Euro/MWh für Erdgas. Andererseits deutet die aktuelle Entwicklung darauf hin, dass die Preise auch bereits früher wieder fallen könnten. Insgesamt sind die Preise sehr volatil und hängen von zahlreichen Einflussfaktoren ab, was eine zuverlässige Preisprognose deutlich erschwert.
23. Reformvorschlag 3b führt auch in dem Fall, dass Unternehmen dann voll energiesteuerpflichtig wären, **zu keinen starken Preisaufschlägen**. In 2024 und 2025 erhöhen sich die Gaspreise für diese Unternehmen gegenüber der Referenzentwicklung ohne Reform je nach Quartal um **4 bis 11%**. Es zeigt sich jedoch, dass beim Übergang nach Auslaufen der Gaspreisbremse (hier: Q1/2024) mit einem zunächst starken Anstieg der Gaspreise für die UPG gerechnet werden muss, da die Marktpreise weiterhin hoch sind. Für die Strompreisentwicklung ist aufgrund der engen Kopplung zwischen Gas- und Strompreisen von einem vergleichbaren Muster auszugehen.

Auswirkungen Energieeffizienzgesetz

24. Der Vergleich der Reformvorschläge mit den geplanten Regelungen des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) zeigt auf, dass das EnEfG ein Energiemanagementsystem erst **ab einem Gesamtjahresenergieverbrauch von 10 GWh** fordert, wobei ein Umweltmanagementsystem nach EMAS als gleichwertig angesehen werden würde. Im Hauptgutachten wird ein Umweltmanagementsystem als deutlich schwächeres Instrument zur Aufdeckung von Energieeffizienzpotentialen beurteilt; im Rahmen der Anwendung der EnEfG bei Jahresenergieverbräuchen zwischen 2,5 und 10 GWh reicht ein Energieaudit nach DIN EN 16247-1 aus. Die Energieauditnorm DIN EN 16247-1 wird im Hauptgutachten als unzureichendes Instrument zur umfassenden Ausschöpfung von Effizienzpotentialen beurteilt.
25. Effizienzverbesserungsmaßnahmen müssen nach EnEfG nur dann umgesetzt werden, wenn bereits nach **50% der Nutzungsdauer ein positiver Kapitalwert** erreicht wird (= „**Super-Wirtschaftlichkeit**“), wodurch im

Unternehmen darüber hinaus vorhandene Potenziale – im Vergleich zu den Vorschlägen im Gutachten und auch schon bereits durch die aktuelle Fassung des Strom- und des Energiesteuergesetzes – nicht gehoben werden.

26. Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass sich das geplante EnEFG **positiv auf den Spitzenausgleich auswirkt**, dass sich beide Regelungssysteme **gegenseitig ergänzen**, weil der Spitzenausgleich ein nicht unbeträchtliches zusätzliches Potential zur Endenergieeinsparung und damit CO₂-Minderung über das EnEFG hinaus erfasst. Insofern sind die vorgeschlagenen Regelungen zur Gegenleistung im Energie- bzw. Stromsteuerrecht keineswegs entbehrlich, im Gegenteil; sie ergänzen sich und dürften die Ausschöpfung weiterer wirtschaftlich vorteilhafter Potentiale bewirken. Der Spitzenausgleich wird – als freiwilliges Instrument dem verpflichtenden EnEFG folgend, also nachrangig – in jenen Teilbereichen eine zusätzliche Forcierung der Potentialausschöpfung in Gang setzen, die vom EnEFG nicht abgedeckt werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die hohen Energie- und Strompreise aus Sicht der Gutachter keinen Grund darstellen, die Reform nicht oder erst zu einem späteren Zeitpunkt umzusetzen. Denn die Reform setzt gerade bei nicht mehr begünstigten Unternehmen die richtigen Signale, in Effizienzmaßnahmen zu investieren und sich so langfristig von höheren Energiepreisen unabhängiger zu machen. Bei weiterhin entlasteten Unternehmen stellt die Reform sicher, dass Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden und dadurch die Resilienz gegenüber Energiepreisschocks erhöht wird. Zudem sind die Prognosen über die weitere Energiepreisentwicklung und die Folgen für die deutsche Wirtschaft sehr unsicher. Während einige davon ausgehen, dass sich die Energiepreise erst 2025 auf höherem Niveau wieder normalisieren (siehe Kapitel 2.2), ist bereits aktuell wieder eine stark rückläufige Tendenz bei den Großhandelspreisen erkennbar. Die Reform des Spitzenausgleichs sollte daher aus Sicht der Gutachter nicht nochmals verschoben werden. Der politische Fokus sollte vielmehr auf die Incentivierung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen im Produzierenden Gewerbe gerichtet werden. Die Energie- und Stromsteuer trägt hierzu bei. Aktive Steuerentlastungen sollten nur punktuell und nur in Wirtschaftsbereichen eingesetzt werden, die tatsächlich wesentlich durch den internationalen Wettbewerb bedroht sind. Sollten staatliche Interventionen aufgrund nicht tragfähiger Energiepreise für die deutsche Wirtschaft notwendig bleiben, gibt es mit den temporären Kriseninstrumenten der Gas- und Strompreisbremsen bereits Mechanismen, die effektiv für eine Preisdeckelung sorgen und gleichzeitig aufgrund ihrer Ausgestaltung Einspar- und Effizienzanreize beibehalten, anders als gegenwärtig bei Spitzenausgleich und allgemeiner Entlastung.

1 Zielsetzung und Fragestellung des Ergänzungsauftrags

Das BMF hat das Konsortium aus Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Hochschule Niederrhein (Lehrstuhl Prof. Dr. Nissen), Oxford Economics und Kanzlei Assmann Peiffer 2021 mit der Erstellung eines Gutachtens zu „Effekte einer Novellierung der Entlastungstatbestände für die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes im Energie- und Stromsteuergesetz“ beauftragt (im Folgenden: Hauptgutachten). In diesem Gutachten hat das Konsortium den Status quo der Rechtslage im Bereich der Energie- sowie Stromsteuerentlastungen sowie die europäischen Vorgaben wie das Beihilferecht und die Energiesteuerrichtlinie umfänglich betrachtet. Auch wurden die Zugangsvoraussetzungen und Gegenleistungsregelungen bei der Energie- und Stromsteuer analysiert und mit anderen Entlastungsregelungen verglichen. Ein weiterer Schwerpunkt des Hauptgutachtens war insbesondere der Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen. Ergebnis der durchgeführten empirischen Analyse war, dass keine eindeutige Evidenz für einen signifikanten Zusammenhang zwischen erhöhten Strom- und Energiepreisen und der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen feststellbar sei. Dies steht auch in Einklang mit der ausgewerteten Literatur, steht jedoch im Widerspruch zur Begründung für die bisher gewährten Steuerentlastungen bei Energie- und Stromsteuer. Das Hauptgutachten enthält – aufbauend auf der zuvor durchgeführten Analyse – zwei Reformvorschläge für die zukünftige Ausgestaltung der Entlastungsregelungen, um sie stärker an den klima- und energiepolitischen Zielen auszurichten.

Aufgrund des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine haben sich die Energiepreise im Laufe des Jahres 2022 stark erhöht, weshalb die Bundesregierung mehrere Entlastungspakete auf den Weg gebracht hat, um finanzielle Belastungen bei Bevölkerung und Unternehmen abzufedern und energieintensive und im internationalen Wettbewerb befindliche Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UPG) finanziell zu unterstützen. So hat der Koalitionsausschuss am 03.09.2022 beschlossen, den Spitzenausgleich bei der Strom- und Energiesteuer um ein weiteres Jahr zu verlängern. Anstelle der branchenweiten Reduzierung der Energieintensität sollen Unternehmen, die vom Spitzenausgleich 2023 profitieren, Maßnahmen ergreifen, um den Verbrauch von Energie zu reduzieren. Um einen möglichst großen Beitrag zur Erreichung der Ziele des Klimaschutzgesetzes zu leisten, wird die Bundesregierung bis zum Sommer 2023 die Begünstigungstatbestände des Energie- und Stromsteuerrechts für UPG ab dem Jahr 2024 reformieren (Deutscher Bundestag 2022).

Grundlage der Reform soll auch das vorgelegte Hauptgutachten bilden. Da sich die Ergebnisse des Hauptgutachtens auf zurückliegende Zeiträume beziehen und die Energiepreisänderungen seit 2022 noch nicht berücksichtigen konnten, hat das BMF das Konsortium aus Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Hochschule Niederrhein (Prof. Dr. Nissen) sowie Oxford Economics beauftragt, zu überprüfen, ob die Aussagen auch in Anbetracht der deutlich veränderten Voraussetzungen noch Bestand haben.

Gemäß der Leistungsbeschreibung soll untersucht werden, inwieweit die Aussagen und Ergebnisse des Gutachtens auch unter Maßgabe der derzeit hohen Energiepreise und der geänderten geopolitischen und wirtschaftlichen Lage noch zutreffend sind bzw. geändert werden müssten bezogen auf die

- Lenkungswirkung der Strom- und Energiesteuer,
- Energieeinsparung und -effizienz,
- Wettbewerbsfähigkeit und
- Zielgenauigkeit der Steuerentlastungen für UPG bzw. nur für energieintensive Unternehmen.

Zudem soll untersucht werden, welchen Einfluss staatlich regulierte Energiepreismechanismen (Wegfall der EEG-Umlage, temporäre Gas- und Strompreispbremse) auf die Gewährung von Steuerentlastungen und die Erreichung von Treibhausminderungen sowie Transformationsprozessen der Industrie haben.

Die Bundesregierung plant ein Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz, Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht (EnEfG). Daher soll zusätzlich untersucht werden, wie sich das geplante Gesetz auf den im Gutachten vorgeschlagenen Nachweis der Energiemanagementsysteme sowie die Umsetzung wirtschaftlich vorteilhafter Endenergieeinsparmaßnahmen auswirken würde und ob eine solche Gegenleistung im Energie- bzw. Stromsteuerrecht damit entbehrlich wäre.

Das vorliegende Ergänzungsgutachten behandelt diese Prüffragen in der oben genannten Reihenfolge. In Kapitel 2 werden zunächst Überlegungen zur Lenkungswirkung von Strom- und Energiesteuern dargelegt. Anschließend erfolgt eine Übersicht zur Entwicklung der Strom- und Energiepreise in Deutschland, insbesondere im Produzierenden Gewerbe. Dies beinhaltet sowohl historische Daten seit 2017 als auch eine Abschätzung zur Entwicklung bis Ende 2025. Grundlage ist ein Prognosemodell von Oxford Economics. Auch strukturelle Veränderungen in der deutschen Industrie werden behandelt. Aus der Analyse leiten sich schließlich in Kapitel 2.3 Schlussfolgerungen ab, wie sich die Energiepreisänderungen auf Energieeinsparung und Energieeffizienz auswirken. Kapitel 3

vergleicht die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie anhand verschiedener energie- und volkswirtschaftlicher Indikatoren mit anderen Ländern Europas (Italien, Spanien, Frankreich) und Asiens (Indien, Japan, China) sowie den USA. In Kapitel 4 werden die im Reformvorschlag 3b getroffenen Kriterien auf Sektor- und Unternehmensebene zur künftigen Begrenzung des Begünstigtenkreises überprüft. Anstelle der Strom- und Energieintensität wird auf die Strom- und Energiekostenintensität abgestellt und verglichen, wie sich der Begünstigtenkreis gegenüber dem Hauptgutachten verändern würde. Kapitel 5 analysiert schließlich die Auswirkungen der Abschaffung der EEG-Umlage sowie der Gas- und Strompreisbremse auf UPG und vergleicht die Belastungen mit und ohne Umsetzung des Reformvorschlags. Kapitel 6 betrachtet die Wechselwirkungen zwischen dem geplanten Energieeffizienzgesetz und den in den Reformvorschlägen des Hauptgutachtens enthaltenen Regelungen zu Gegenleistungen.

2 Lenkungswirkung Energie- und Stromsteuer und Energieeinsparung und -effizienz

2.1 Lenkungswirkung von Strom- und Energiesteuern in der Theorie

Unternehmen und Haushalte sollen über höhere Preise dazu angehalten werden, die Umweltkosten ihrer Handlungen in ihren Produktions- bzw. Kaufentscheidungen einzubeziehen, also zu internalisieren, und damit die Strom- und Energienachfrage zu reduzieren. Mit Blick auf das Produzierende Gewerbe ist beabsichtigt, durch steigende Strom- und Energiekosten die Unternehmen dazu anzuhalten, Anpassungsprozesse in Unternehmen (sofern Preissteigerungen nicht abwälzbar) anzustoßen und Energieeffizienzverbesserungsmaßnahmen umzusetzen, um schlussendlich den Endenergieverbrauch zu reduzieren.

Betriebswirtschaftlich betrachtet kann man sich den Lenkungsmechanismus einer Strom-/Energiesteuer durch folgende – idealtypische – Ablauffolge vorstellen:

1. Davon ausgehend, dass in einem Unternehmen ein modernes Controlling vorliegt, findet durch den Einsatz geeigneter Instrumente (z.B. im Rahmen die Kostenstellenbudgetierung) ein kontinuierliches Suchen nach Einsparpotentialen – so auch im Energiebereich – statt, etwa durch regelmäßiges Infragestellen von Kostenpositionen.
2. Sofern an einem Controllingobjekt (etwa an einem Produktionsprozess) ein Energiekosteneinspar-Potential vermutet wird, werden – idealtypisch – systematisch Maßnahmenideen entwickelt, deren Umsetzbarkeit geprüft und eine technische Potentialabschätzung vorgenommen (etwa Effizienzverbesserung um 15%).
3. Im Anschluss findet – nach Einholung von Kostenvorschlägen, Angeboten etc. – eine ökonomische Bewertung der Maßnahmenideen statt, in dessen Rahmen Wirtschaftlichkeitsbewertungsverfahren zum Einsatz kommen. In der Vergangenheit war dies bei energieorientierten Investitionen nicht selten die Amortisationszeitrechnung. Aufgrund der zunehmend wahrgenommenen Schwächen dieser Methode (vgl. ausführliche Darstellung im Hauptgutachten) insbesondere im Energiebereich setzt sich die Kapitalwertmethode allerdings zusehends durch.
4. Sollte die Wirtschaftlichkeitsberechnung zu einem positiven Ergebnis gekommen sein (z.B. positiver Kapitalwert), ist eine Freigabe bei der jeweiligen Unternehmensleitung einzuholen. Im anderen Fall wird die Maßnahme zunächst einmal verworfen.
5. Sofern eine Freigabe erfolgt, ist eine Umsetzung der Maßnahme einzuleiten.
6. Danach ist im Rahmen von Soll-Ist-Vergleichen regelmäßig zu prüfen, ob das angestrebte Ergebnis erreicht wird oder ob ggf. Korrekturmaßnahmen einzuleiten sind.

Auf diese Weise werden wirtschaftlich vorteilhafte Effizienzverbesserungsmaßnahmen erarbeitet und umgesetzt und so die Gesamtenergieeffizienz eines jeweiligen Unternehmens verbessert. Ein tatsächliches Zustandekommen dieser – idealtypischen – Ablauffolge wird durch eine Einführung und Aufrechterhaltung eines Energiemanagementsystems unterstützt.

Eine Dynamik im Hinblick auf eine dauerhaft kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz – und damit der „energiebezogenen Leistung“ (im Jargon der ISO 50001) – entsteht dann, wenn – ceteris paribus – die spezifischen Energiepreise anwachsen, etwa durch marktliche Entwicklungen oder durch die Einführung oder Anhebung von Strom-/Energiesteuern oder Emissionszertifikaten. Hierdurch erhöht sich der Wert der Einsparungen einer ange-dachten Maßnahme und führt unter Umständen dazu, dass eine bisher wirtschaftlich unvorteilhafte Maßnahme (eine oben erwähnte zunächst verworfene) vorteilhaft wird.

Mit den beiden folgenden Abbildungen wird eine solche Sachlage beispielhaft veranschaulicht. Zunächst einmal liegt der Abbildung 1 eine Effizienzverbesserungsmaßnahme zugrunde, die zwar eine bedeutende Energieverbrauchsreduzierung (unter den Umständen der Periode, in der die Ausgangsbasis ermittelt wurde) zur Folge haben würde, jedoch nicht wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Abbildung 1: Evaluierung der Maßnahmenidee A vor der Einführung von Strom-/Energiesteuern

Basiskalkulationszinsfuß i	5 %											
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %											
Spez. Stromkosten	0,1 €/kWh											
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh											
Investausgabe	250.000 €											
Stromsteuer	0,02 €/kWh											
Nutzungsdauer (Jahre)	10											
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Spezifischer Energiepreis ohne Steuer		0,104 €/kWh	0,1082 €/kWh	0,1125 €/kWh	0,117 €/kWh	0,1217 €/kWh	0,1265 €/kWh	0,1316 €/kWh	0,1369 €/kWh	0,1423 €/kWh	0,148 €/kWh	
Spezifischer Energiepreis mit Steuer (hier noch nicht berücksichtigt)		0,124 €/kWh	0,1282 €/kWh	0,1325 €/kWh	0,137 €/kWh	0,1417 €/kWh	0,1465 €/kWh	0,1516 €/kWh	0,1569 €/kWh	0,1623 €/kWh	0,168 €/kWh	
Auszahlungen												
Investitionsauszahlung	-250.000 €											
Einzahlungen												
Energiekosteneinsparungen (ohne Steuer)		26.000 €	27.040 €	28.122 €	29.246 €	30.416 €	31.633 €	32.898 €	34.214 €	35.583 €	37.006 €	
Resultate/Indikatoren												
Summe	-250.000 €	26.000 €	27.040 €	28.122 €	29.246 €	30.416 €	31.633 €	32.898 €	34.214 €	35.583 €	37.006 €	
Barwerte	-250.000 €	24.762 €	24.526 €	24.292 €	24.061 €	23.832 €	23.605 €	23.380 €	23.158 €	22.937 €	22.719 €	
Kapitalwert		-12.728 €										

Maßnahmenidee A:

- Einsparung 250 000 kWh/a x 0,104 €/kWh = 26 000 €/a
- Investitionsauszahlung: 250 000 €
- Kapitalwert: **-12 728 € => unwirtschaftlich!**

Quelle : eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Wenn jetzt im Beispiel Stromsteuern in Höhe von 0,02 €/kWh eingeführt werden (vgl. Abbildung 2), erhöht sich der spezifische Nettoenergiepreis um ebendiesen Betrag, wodurch die Energieeinsparungen in ihrem Wert steigen und in Folge der Kapitalwert anwächst.

Abbildung 2: Evaluierung der Maßnahmenidee A nach der Einführung von Strom-/Energiesteuern

Basiskalkulationszinsfuß i	5 %											
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %											
Spez. Stromkosten	0,1 €/kWh											
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh											
Investausgabe	250.000 €											
Stromsteuer	0,02 €/kWh											
Nutzungsdauer (Jahre)	10											
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Spezifischer Energiepreis ohne Steuer		0,104 €/kWh	0,1082 €/kWh	0,1125 €/kWh	0,117 €/kWh	0,1217 €/kWh	0,1265 €/kWh	0,1316 €/kWh	0,1369 €/kWh	0,1423 €/kWh	0,148 €/kWh	
Spezifischer Energiepreis mit Steuer		0,124 €/kWh	0,1282 €/kWh	0,1325 €/kWh	0,137 €/kWh	0,1417 €/kWh	0,1465 €/kWh	0,1516 €/kWh	0,1569 €/kWh	0,1623 €/kWh	0,168 €/kWh	
Auszahlungen												
Investitionsauszahlung	-250.000 €											
Einzahlungen												
Energiekosteneinsparungen (mit Steuer)		31.000 €	32.040 €	33.122 €	34.246 €	35.416 €	36.633 €	37.898 €	39.214 €	40.583 €	42.006 €	
Resultate/Indikatoren												
Summe	-250.000 €	31.000 €	32.040 €	33.122 €	34.246 €	35.416 €	36.633 €	37.898 €	39.214 €	40.583 €	42.006 €	
Barwerte	-250.000 €	29.524 €	29.061 €	28.612 €	28.175 €	27.750 €	27.336 €	26.934 €	26.542 €	26.160 €	25.788 €	
Kapitalwert		25.881 €										

Maßnahmenidee A:

- Einsparung 250 000 kWh/a x 0,124 €/kWh = 31 000 €/a
- Investitionsauszahlung: 250 000 €
- Kapitalwert: **+ 25 881 € => wirtschaftlich!**

Quelle : eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Im vorliegenden Fall gerät der Kapitalwert durch die Einführung der Stromsteuer beim betrachteten Investitionsprojekt in den positiven Bereich, wodurch ausgedrückt wird, dass die Maßnahme als wirtschaftlich vorteilhaft anzusehen ist und umgesetzt werden sollte. Genau an dieser Stelle hat sich der Lenkungseffekt der Stromsteuer entfaltet. Er kommt also – theoretisch – dann und nur dann zustande, wenn – im Einzelfall – eine Energieeffizienzmaßnahme vor der Einführung der Steuer einen negativen und nach Einführung einen positiven Kapitalwert aufweist.

Betriebspraktisch dürfte die Lenkungswirkung einer Strom-/Energiesteuer in vielen Fällen aber darüber hinaus gehen: Wenn die Steuern nicht an die Endverbraucherpreise abgewälzt werden können, veranlassen eingeführte Strom-/Energiesteuern betroffene Unternehmen nicht selten und je nach Niveau des Anteils der erreichten Energiekosten an den Gesamtkosten (vgl. Nissen 2014) dazu, sich mit dem damit verbundenen Energiekostenanstieg auseinanderzusetzen und Effizienzverbesserungsmaßnahmen zu entwickeln. An dieser Stelle kommen die Erkenntnisse der „Energy-Efficiency-Gap“-Forschung ins Spiel. Sie zeigen auf, dass insbesondere in Industrieunternehmen von umfassenden Potentialen zur Erhöhung der Energieeffizienz auszugehen ist. Sie beruhen auf Maßnahmen, deren Umsetzung jeweils wirtschaftlich vorteilhaft wäre, gleichwohl aber nicht ausgeschöpft werden, weil bestimmte Barrieren dies verhindern.

Durch Energiepreissteigerungen wird die Anzahl an wirtschaftlich vorteilhaften Effizienzmaßnahmen zunehmen und damit die Energie-Effizienz-Lücke („Energy-Efficiency-Gap“) wachsen. Abbildung 3 macht dies an einem Beispiel sehr deutlich.

Abbildung 3: Auswirkung der Änderung der spezifischen Nettostromkosten auf den Kapitalwert einer Effizienzsteigerungsmaßnahme und damit auf seine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit

Ein sich bei 0,16 €/kWh Energiekosten ergebender negativer Kapitalwert ...

Basiskalkulationszinsfuß i	3 %								
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %								
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh								
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh								
Investausgabe	390.000 €								
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh
Auszahlungen									
Investitionsauszahlung	-390.000 €								
Einzahlungen									
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €
Resultate/Indikatoren									
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €
Barwerte	-390.000 €	40.388 €	40.780 €	41.176 €	41.576 €	41.980 €	42.387 €	42.799 €	43.214 €
Kapitalwert	-55.698 €								

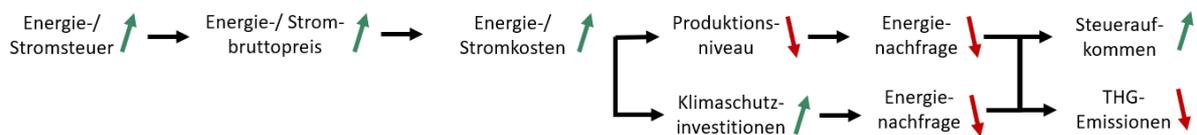
... ändert sich erheblich, wenn die Energiekosten steigen und macht die betrachtete Maßnahme plötzlich wirtschaftlich sehr attraktiv.

Basiskalkulationszinsfuß i	3 %								
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %								
Spez. Stromkosten	0,3 €/kWh								
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh								
Investausgabe	390.000 €								
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Spezifischer Energiepreis		0,312 €/kWh	0,3245 €/kWh	0,3375 €/kWh	0,351 €/kWh	0,365 €/kWh	0,3796 €/kWh	0,3948 €/kWh	0,4106 €/kWh
Auszahlungen									
Investitionsauszahlung	-390.000 €								
Einzahlungen									
Energiekosteneinsparungen		78.000 €	81.120 €	84.365 €	87.739 €	91.249 €	94.899 €	98.695 €	102.643 €
Resultate/Indikatoren									
Summe	-390.000 €	78.000 €	81.120 €	84.365 €	87.739 €	91.249 €	94.899 €	98.695 €	102.643 €
Barwerte	-390.000 €	75.728 €	76.463 €	77.206 €	77.955 €	78.712 €	79.476 €	80.248 €	81.027 €
Kapitalwert	236.816 €								

Quelle : eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Im Ergebnis können steigende Energie- und Strompreise damit einerseits die Attraktivität von Klimaschutzinvestitionen zur Steigerung der Energieeffizienz führen und damit über eine langfristig sinkende Energienachfrage die Treibhausgasemissionen reduzieren. Andererseits können derartige Steuern sinkende Strom- und Energieverbräuche aufgrund eines Produktionsrückgangs nach sich ziehen, die durch eine nachlassende internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie entsteht und unmittelbar auf die Einführung oder Erhöhung von Strom- und Energiesteuern zurückzuführen ist.

Abbildung 4: Wirkungskanäle einer steigenden Energie-/Stromsteuer



Quelle : eigene Darstellung (Oxford Economics)

Angesichts der seit 2022 stark gestiegenen Energiepreise und der geänderten geopolitischen und wirtschaftlichen Lage stellt sich daher die Frage, ob sich die stilisierte Wirkungskette verändert haben könnte bzw. ob bestimmte Reaktionen, wie der Produktionsrückgang aufgrund der geänderten Ausgangslage stärker ausfallen dürften als im Hauptgutachten angenommen.

2.2 Entwicklung der Strom- und Energiepreise in Deutschland

Zunächst muss zur Einschätzung der geänderten Ausgangslage im Vergleich zum Hauptgutachten geklärt werden, wie sich die Strom- und Energiepreise seitdem entwickelt haben, wie stark die deutsche Volkswirtschaft und das Produzierende Gewerbe davon betroffen sind und wie persistierend die Energie- und Strompreisanstiege sein dürften. Hier ist jedoch zu berücksichtigen, dass gerade die Erwartungen der Unternehmen zu den langfristigen Preisen Einfluss auf die Lenkungswirkung der Strom- und Energiesteuer haben wird. Diese muss sich jedoch nicht zwangsläufig mit den präsentierten Prognosen decken.

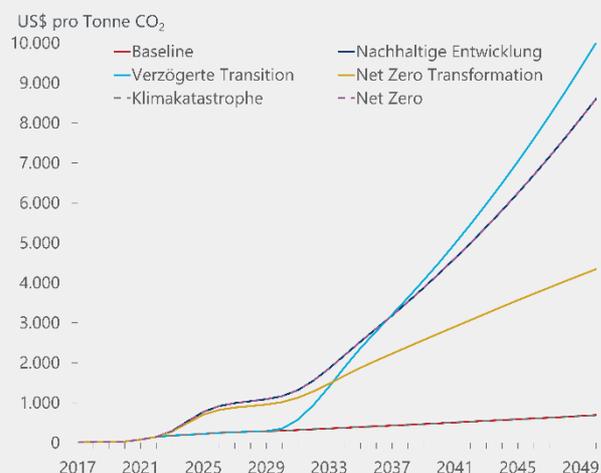
Der Ausbruch der Covid-19 Pandemie im Jahr 2020 hatte starke Auswirkung auf das globale Wirtschaftssystem, welche auch im Frühjahr 2023 noch relevant sind. So führten Verschiebungen in Angebot und Nachfrage sowie Transportschwierigkeiten zu Lieferengpässen und Preissteigerungen. Der russische Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 verstärkte die Material- und Lieferengpässe weiter und löste starke Steigerungen bei Strom- und Energiepreisen aus. Diese wurden sowohl durch direkte physische Folgen des Kriegs als auch indirekt über Wirtschaftssanktionen verstärkt. So waren beispielsweise Energieeinfuhren im August 2022 um 162% teurer als im August 2021 (Destatis 2022). Getrieben war diese Entwicklung vor allem durch den Preisanstieg von importiertem Erdgas um 306% im selben Zeitraum. Aber auch der Strompreis stieg an der Börse um mehr als das Vierfache (Destatis 2022).

Das folgende Kapitel beschreibt die konkreten Auswirkungen der Covid-19 Pandemie und des Kriegsausbruchs auf die deutsche Volkswirtschaft insbesondere mit Blick auf Energie- bzw. Strompreise sowie Nachfrageentwicklungen. Obwohl Strom teilweise auch von Energiepreisen und -nachfrage erfasst wird, wird er in diesem Kapitel häufig gesondert ausgewiesen. Die Daten zur historischen Entwicklung seit 2017 werden durch verschiedene Klimaszenarien ergänzt, die Prognosen über die zukünftige Entwicklung der Energie- und Strompreise anstellen. Je nach Szenario weichen die Prognosen von der sog. *Baseline-Prognose* ab – insbesondere, weil sie implizit verschiedene CO₂ Preise annehmen. Die Grafiken beziehen sich neben der Baseline in der Regel auf das Szenario der *Nachhaltigen Entwicklung* sowie der *Verzögerten Transition*. In Box 1 werden die unterschiedlichen Szenarien im Detail erläutert.

Box 1: Klimaszenarien

Insgesamt berechnet Oxford Economics neben einer Baseline fünf Klimaszenarien¹: Net Zero Transformation, Net Zero, Verzögerte Transition, Nachhaltige Entwicklung und Klimakatastrophe. Die Szenarien ergeben sich dabei aus variierenden Annahmen bzgl. eines CO₂ Preises.

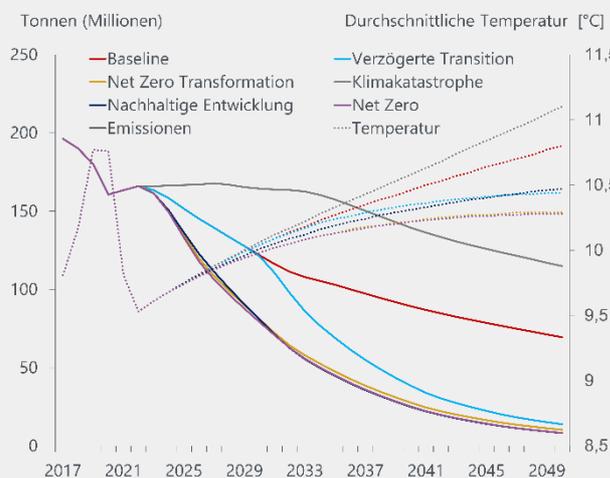
Abbildung 5: Angenommene CO₂ Preise je Szenario



Aus den verschiedenen Szenarien zur Entwicklung des CO₂ Preises ergeben sich auf Basis des Modells von Oxford Economics detaillierte weitreichende Szenarien für die Volkswirtschaft. In der **Baseline** werden die nationalen Zusagen des Paris Agreements angenommen, welche die Emissionen zwar verringern, jedoch nicht ausreichen, um das 1.5 °C Ziel zu erreichen. Es spiegelt glaubwürdige politische Zusagen wider, die durch Maßnahmen untermauert sind und als ausreichend detailliert angesehen werden. Im Ergebnis gibt es langsame und begrenzte Fortschritte bei der Bepreisung von CO₂ und umweltfreundlichen Investitionen gegenüber dem heutigen Stand. Dies würde zu einer Erwärmung von 2°C bis 2050 gegenüber dem vorindustriellen Niveau führen.

Im Szenario **Nachhaltige Entwicklung** – wird angenommen, dass es gelingt, die Erderwärmung bis 2050 auf etwa 1,7°C zu begrenzen. Die politische Last tragen dabei vor allem die fortgeschrittenen Volkswirtschaften, Länder mit derzeit glaubwürdigen Net Zero Zielen und Länder mit der größten historischen Verantwortung.

Abbildung 6: Emissionspfade und Temperaturentwicklung je Szenario



Im Szenario der **verzögerten Entwicklung** werden klimapolitische Maßnahmen zur Begrenzung der globalen Erwärmung relativ spät ergriffen. Um die Klimaziele zu erreichen, sind daher stärkere politische Maßnahmen erforderlich. Hohe Kohlenstoffsteuern erzeugen einen erheblichen Inflationsdruck, während die Schwierigkeiten bei der Umstellung auf erneuerbare Energien Energieeffizienzmaßnahmen erforderlich machen.

Im **Net Zero** Szenario wird die Net Zero Zusage 2050 durch frühestmögliche politische Maßnahmen, technologische Fortschritte und globale Koordination erreicht. Die globale Erwärmung wird auf etwa 1,5°C begrenzt. Die Auswirkungen auf die Wirtschaft sind bescheiden, da höhere Investitionen dazu beitragen, die Kohlenstoffsteuern auszugleichen.

In einem ähnlichen Szenario – **Net Zero Transformation** – beseitigt der Übergang zu Net Zero die vorherrschenden Marktversagen und Ineffizienzen. Infolgedessen erreicht die Weltwirtschaft durch einen keynesianischen

¹ Um die präsentierten Szenarien besser einordnen zu können, ist es möglich, sie mit weiteren bekannten Szenarien zu vergleichen, den sogenannten Representative Concentration Pathways (RCPs) für die Entwicklung der Emissionen sowie die Shared Socioeconomic Pathways (SSPs), welche verschiedene Sozioökonomische Szenarien beschreiben. Beide werden in den Reporten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) verwendet. Das von Oxford Economics angenommene *Baseline* Szenario ist mit RCP4.5 bzw. SSP2-4.5 vergleichbar. Das Szenario der *Nachhaltigen Entwicklung* entspricht in etwa RCP2.6 bzw. SSP1-2.6. Die *Verzögerte Entwicklung* weicht in der Entwicklung bis 2050 von jedem RCP- bzw. SSP-Szenario ab. *Net Zero* entspricht am stärksten RCP 1.9 und SSP1-1.9, ebenso wie *Net Zero Transformation*. Die *Klimakatastrophe* ist mit RCP7.0 und SSP3-7.0 vergleichbar.

Schock, der einen Großteil der Stagnation der letzten Jahre rückgängig macht, eine neue gleichmäßige Wachstumsrate. Sie unterscheidet sich vom Net Zero Szenario hinsichtlich verschiedener makroökonomischer Annahmen, die das langfristige BIP beeinflussen: Im worst-case Szenario, der **Klimakatastrophe**, halten die Regierungen ihre politischen Zusagen nicht ein und die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre nimmt zu. Die globalen Temperaturen steigen bis 2050 auf 2,2 °C, was zu schweren physischen Schäden führt, die sich im Laufe der Zeit noch beschleunigen.

Die Emissionspfade sowie die Entwicklung der Durchschnittstemperatur nach Szenario sind in Abbildung 6 dargestellt.

Gesamtwirtschaftliche Entwicklung der Strom – und Energiepreise

Die Covid-19 Pandemie wirkte sich durch verschiedene kontaktbeschränkende Maßnahmen ab dem zweiten Quartal 2020 auf die deutsche Volkswirtschaft aus. Dies ist auch in der Entwicklung des Strom-Endverbrauchs zu erkennen (Abbildung 7)². Dieser setzt sich aus dem Stromkonsum der Haushalte, der Industrie, des Verkehrs und der Dienstleistungen zusammen. Er sinkt vor allem seit 2010 und erreicht im zweiten Quartal 2020 seinen Tiefpunkt. Hintergrund ist vor allem der Einbruch der Nachfrage in der Industrie, die neben den Haushalten, Verkehr und Dienstleistungen die größte Strommenge nachfragt. Während die Nachfrage auch im Dienstleistungsbereich rückläufig war, stieg die Energienachfrage der Haushalte an. Treiber dieser Entwicklung waren die Eindämmungsmaßnahmen, die zur Kontaktbeschränkung dienten und sich beispielsweise durch Homeoffice und die Schließung von Restaurants ausdrückte. Mit der Lockerung der Maßnahmen stieg auch die gesamte Stromnachfrage stetig an und näherte sich ab Ende 2021 bzw. Anfang 2022 wieder dem langfristigen Trend an. Zum Ausbruch des Russland-Ukraine Kriegs steigt der Verbrauch zwar weiter leicht an, es ist jedoch kein struktureller Ein- oder Umbruch zu erkennen. Der langfristige Trend des sinkenden Stromverbrauchs setzt sich den Prognosen zufolge in der Baseline fort. Im Szenario der *Nachhaltigen Entwicklung*³ steigt die Stromnachfrage jedoch an und weist somit eine entgegengesetzte Prognose zur Baseline auf. Dies ist unter anderem auf die Annahme einer voranschreitenden Elektrifizierung zurückzuführen.

² Die Abbildungen in diesem Kaptiel sowie Kapitel 3 basieren zu einem großen Teil auf Daten von Haver Analytics bzw. Oxford Economics. Insbesondere die enthaltenen Prognosen basieren auf Berechnungen von Oxford Economics und werden regelmäßig aktualisiert. Die grau hinterlegte Fläche beschreibt dabei in jeder Grafik den Zeitpunkt, ab dem die ersten Daten nicht mehr historisch verfügbar, sondern prognostiziert sind. In Abbildungen, die mehrere Indikatoren enthalten, kann der Zeitpunkt, ab dem die Prognose beginnt je nach Indikator variieren. Die graue Fläche markiert daher immer den Zeitpunkt, ab dem mindestens ein Indikator nicht mehr auf historischen Daten beruht. Detaillierte Angaben zur historischen Verfügbarkeit jedes Indikators sind in den Notizen jeder Abbildung enthalten. Die Schocks der Covid-19 Pandemie sowie des Kriegsausbruchs sind jeweils durch vertikale Linien im 2. Quartal 2020 bzw. 2022 markiert.

³ Für eine detaillierte Beschreibung der Szenarien, siehe Box 1.

Abbildung 7: Endverbrauch- und Erzeugerpreisentwicklung von Strom in Deutschland (2017-2024)



Notiz: Der Endverbrauch beschreibt den absoluten Endverbrauch von Strom in Deutschland. Die historischen Daten des Endverbrauchs enden in Q4, 2021. Die historischen Daten des Erzeugerpreises für Strom enden in Q3, 2022. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

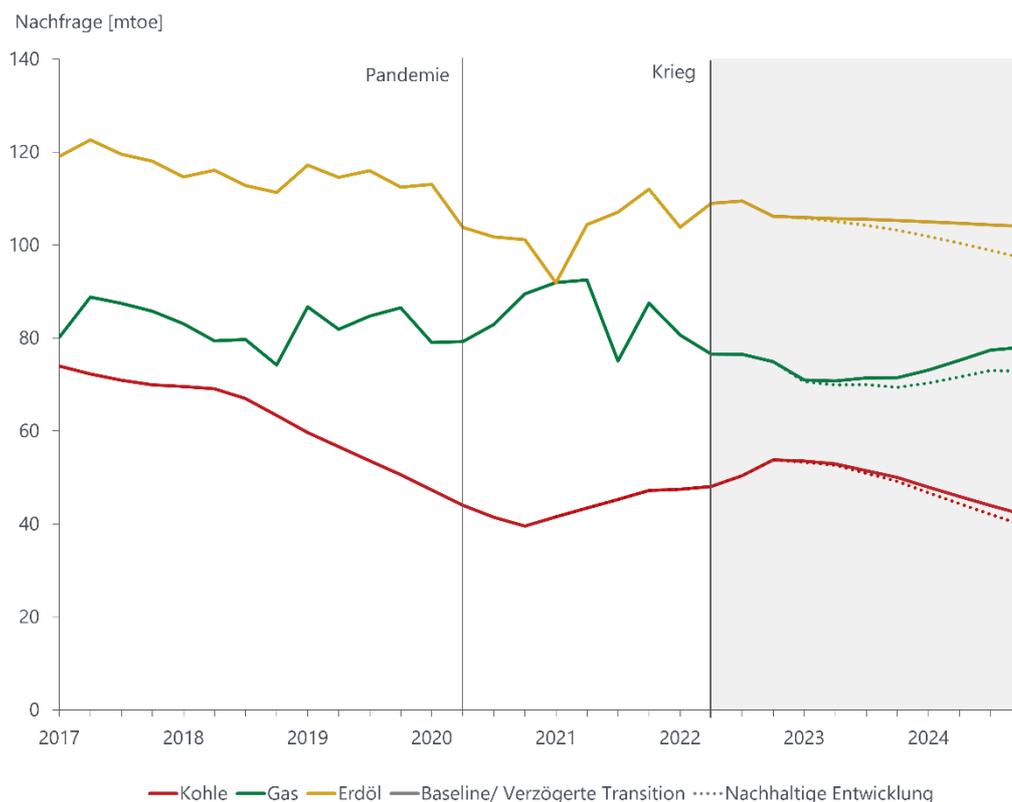
Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Die rechte y-Achse der Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Erzeugerpreisindexe von Strom an. Hier wird deutlich, dass dieser bis Anfang 2021 stetig verläuft und auch mit Ausbruch der Covid-19-Pandemie keine Abweichung ersichtlich ist. Danach steigt der Erzeugerpreis jedoch stark und erhöht sich bis zum Kriegsausbruch um mehr als 100% im Vergleich zum ersten Quartal 2017. Der Preisanstieg ist dabei unter anderem auf den Anstieg von Energiepreisen im gleichen Zeitraum zurückzuführen (siehe Abbildung 9). So trug beispielsweise der Anstieg im Gaspreis zur Erhöhung des Erzeugerpreises der vergleichsweise teuren Gasverstromung bei. In Abbildung 24 zeigt sich zudem, dass Deutschland hier kein Ausreißer im internationalen Vergleich ist. Ursache könnte unter anderem die wirtschaftliche Erholung sein, die schneller eintrat, als erwartet und so zu einem Nachfrageüberhang führte.

Im Gegensatz zur Nachfrage zeigt sich der Kriegsausbruch in den Erzeugerpreisen für Strom deutlich. Er springt zwischen dem zweiten und dem dritten Quartal sprunghaft um etwa 50% an. Dies kann auf den enormen Anstieg der Gaspreise zurückgeführt werden, da Gas einer der wichtigsten Energieträger zur Stromerzeugung ist (siehe Abbildung 9). Ab dem dritten Quartal 2022 kehrt der Preis wieder zu seinem steigenden Post-Covid-Trend zurück. Obwohl in der Baseline eine weitere Steigung der Erzeugerpreise für Strom bis Anfang 2024 prognostiziert wird, tritt ab 2024 eine Trendumkehr ein. Im *Nachhaltigen Szenario* verläuft der Trend ähnlich, wenn auch auf einem höheren Niveau. Der Levelunterschied lässt sich hier durch einen höheren angesetzten CO₂-Preis erklären. Dieser würde zu einem Anstieg der Erzeugerpreise für Strom auf Basis von fossilen Energieträgern führen und so den Anteil der Erneuerbaren am Strommix erhöhen.

Abbildung 8 zeigt die quartalsweise Entwicklung der Nachfrage nach Erdöl, Gas und Kohle in Deutschland zwischen 2017 und 2024. Die zwischen 2017 und dem dritten Quartal 2020 erkennbare Abnahme der Kohlenachfrage fügt sich in einen längerfristigen Trend ein. Ein direkter Effekt der Covid-19 Maßnahme ist hier nicht erkennbar. Eine Trendumkehr zeigt sich ab Quartal 3 in 2020: Die Nachfrage steigt hier bis zum Ende des Jahres 2022 stetig an. Eine mögliche Erklärung könnte hier der Preisanstieg von Erdgas sein, welcher zu einer erhöhten Kohleverstromung führte. In den Jahren 2023 und 2024 wird in der Baseline eine Rückkehr zum sinkenden Trend der Kohlenachfrage prognostiziert. Im *Nachhaltigen Szenario* fällt die Kohlenachfrage im Vergleich zur *Baseline* etwas stärker bis 2024.

Abbildung 8: Nachfrageentwicklung von Erdöl, Gas und Kohle in Deutschland (2017-2024)



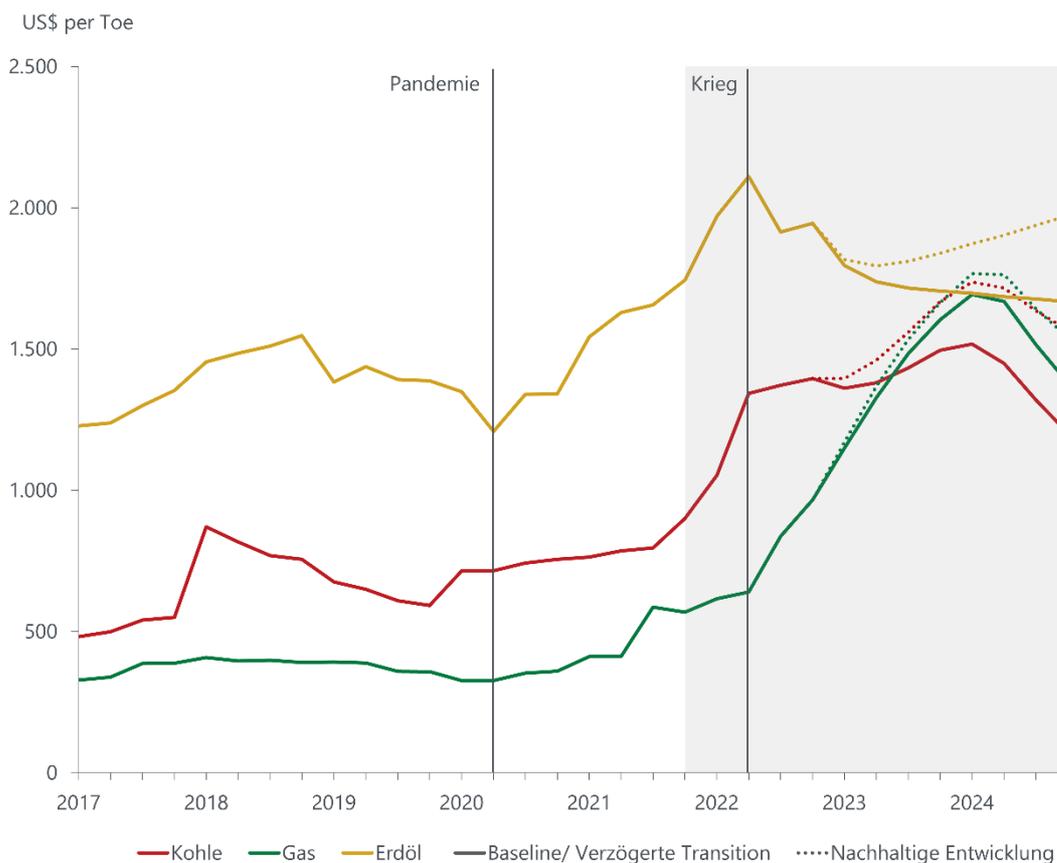
Notiz: Die historischen Daten zur Entwicklung der Kohlenachfrage enden in Q4, 2022. Bezüglich der Gasnachfrage enden die historischen Daten in Q2, 2022 und bezüglich der Nachfrage nach Erdöl in Q3, 2022. Das letzte Datenupdate aller Indikatoren wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Sowohl die Nachfrage nach Erdöl als auch Gas verliefen in den Jahren ab 2017, aber auch davor, eher konstant im Vergleich zur Kohlenachfrage. Lediglich mit Blick auf das Erdöl ist ein minimaler Abwärtstrend erkennbar. Mit dem Ausbruch der Covid-19-Pandemie ist in der Gas-Nachfrage zunächst kein struktureller Bruch zu erkennen, während die Nachfrage nach Erdöl tendenziell einen Einbruch aufweist. Insgesamt verläuft die Nachfrage zwischen Pandemie- und Kriegsausbruch jedoch relativ konstant, was auf die schnelle wirtschaftliche Erholung nach Ende der Lockdown-Maßnahmen zurückzuführen ist. Der Kriegsausbruch wirkte sich vergleichsweise wenig auf die Ölnachfrage aus, wenn auch ein leichter Anstieg erkennbar ist. Die Gasnachfrage sank ab dem dritten Quartal 2021 deutlich, wobei sich der Abwärtstrend mit Kriegsausbruch etwas abschwächte. Eine potentielle Erklärung für den Rückgang der Nachfrage könnte eine Substitution von Gas durch Kohle – insbesondere mit Blick auf die Stromerzeugung – aufgrund gestiegener Gaspreise sein. Die gezielte Auffüllung der Gasspeicher mit Kriegsausbruch könnte erklären, warum der Trend der abnehmenden Nachfrage ab 2022 Q2 etwas abgeschwächt wird. Bis 2024 kehren sowohl die Öl- als auch die Gasnachfrage zu ihrem Ausgangstrend zurück. In der Nachhaltigen Entwicklung würde die Nachfrage nach beiden Energieträgern stärker sinken.

Abbildung 9 zeigt die Preisentwicklung von Erdöl, Gas und Kohle zwischen 2017 und 2024. Diese wird von Oxford Economics mit Hilfe des eigenen Modells berechnet und bezieht bspw. Steuern, Lohnkosten sowie den jeweiligen Weltpreis mit ein. Während die Preise für Erdöl und Kohle in den Jahren 2018 und 2019 teilweise deutliche Schwankung aufweisen, ist der Gaspreis bis 2021 sehr stabil und auf einem niedrigen Niveau. Der Ausbruch der Pandemie sorgt lediglich beim Erdöl für einen leichten Preiseinbruch. In den folgenden zwei Jahren steigen die Preise aller Energieträger massiv an. Wie bereits beschrieben, könnte diese Entwicklung auch den in Abbildung 7 dargestellten Anstieg des Erzeugerpreises für Strom erklären. Auffällig ist, dass der Preis von Erdöl ab dem zweiten Quartal 2021 bis zum Kriegsausbruch deutlich ansteigt. Der Preis für Gas hingegen beginnt erst zu Anfang des Jahres 2021 zu steigen und der Kohlepreis ab der zweiten Jahreshälfte 2021. Eine mögliche Erklärung wäre hier, dass der gestiegene Gaspreis zu einer Substitution von Gas durch Kohle in der Stromerzeugung führt, wodurch die Kohlenachfrage steigt und damit der Anstieg im Kohlepreis nachzieht.

Abbildung 9: Preisentwicklung von Erdöl, Gas und Kohle in Deutschland (2017-2024)



Notiz: Die historischen Daten zur Entwicklung des Kohlepreises enden in Q3, 2022. Bezüglich des Gaspreises enden die historischen Daten in Q4, 2021 und bezüglich des Preises für Erdöl in Q1, 2022. Das letzte Datenupdate aller Indikatoren wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle : Oxford Economics / Haver Analytics

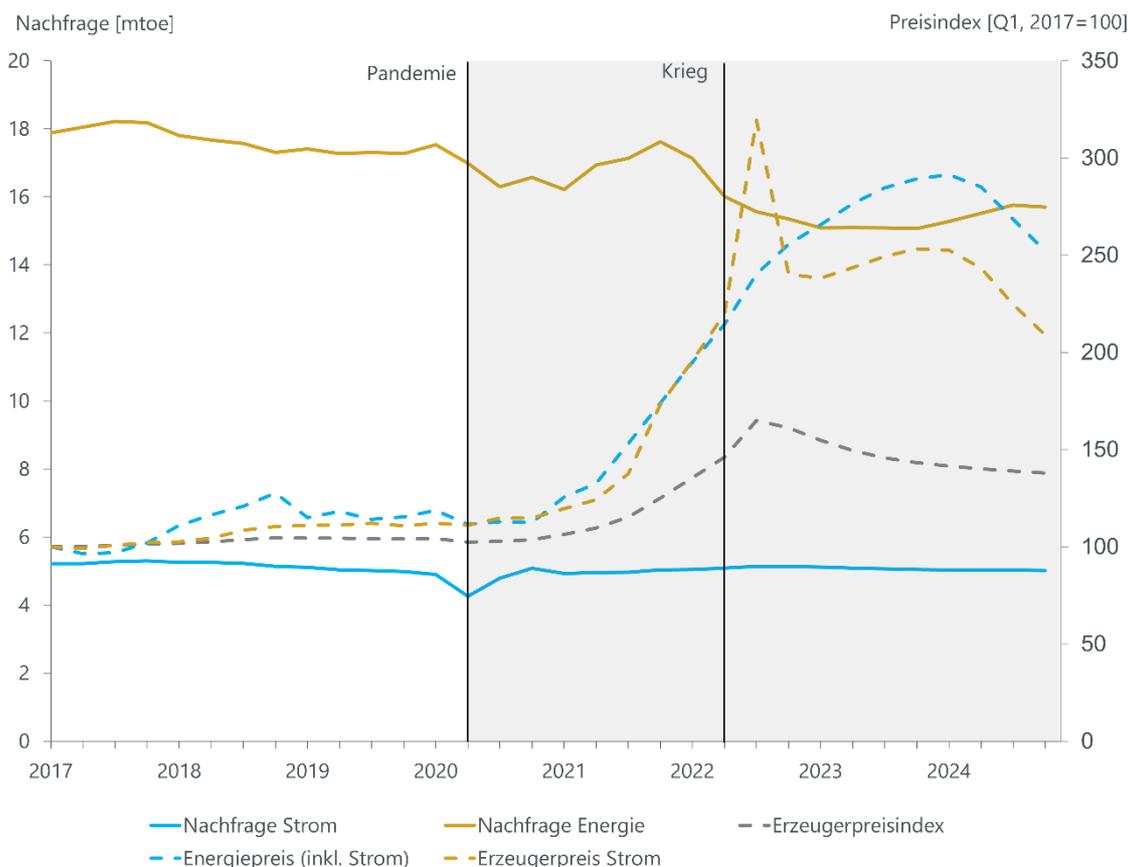
Der Ausbruch des Russland-Ukraine-Kriegs markiert einen weiteren Wendepunkt in den Preisentwicklungen der einzelnen Energieträger: Der Preistrend für Öl kehrt sich um und beginnt wieder zu sinken und der Anstieg im Kohlepreis schwächt sich ab. Der Gaspreis weist einen drastischen Preisanstieg auf, der sich sowohl im Baselineszenario als auch im Szenario nachhaltige Entwicklung bis Anfang 2024 fortsetzen wird.

Insgesamt sind alle Energieträger mit Beginn der Pandemie teurer geworden. Die jährlichen Preissteigerungen für Energie hatten teilweise eine Größenordnung von bis zu 80% Prozent und lagen daher auch deutlich über der allgemeinen Inflationsrate von fast 8% im letzten Jahr (Destatis 2023). Insbesondere für Gas sind diese Preissteigerungen einmalig seit Beginn der Daten 1980. Die Verteuerung von Energie und Strom ist dabei kein kurzfristiges Phänomen, sondern dürfte trotz prognostizierter Trendumkehr zumindest in naher Zukunft persistieren: In allen Szenarien ist eine Rückkehr zum Vorkrisenniveau bis Ende 2024 nicht zu erwarten.

Entwicklung der Strom- und Energiepreise im Produzierenden Gewerbe

Nach der Darstellung der Energiepreise für die gesamte Volkswirtschaft soll der Blick im Folgenden auf die Entwicklung im Produzierenden Gewerbe gewendet werden. Abbildung 10 zeigt daher die entsprechende Entwicklung des Energie- und Strompreises sowie der Energie- und Stromnachfrage. Der Index zur Energiepreisentwicklung setzt sich aus den Preisen und der Verwendung verschiedener Energieträger zusammen, sodass auch der Strompreis hier enthalten ist. Aufgrund der Datenverfügbarkeit konnte hier keine eindeutige Trennung auf Industrieebene vorgenommen werden. Um trotzdem eventuell abweichende Tendenzen zwischen Strom- und Energieentwicklungen darzustellen, wurde der Strompreis (Erzeugerpreis) zusätzlich gesondert ausgewiesen.

Abbildung 10: Nachfrage- und Preisentwicklung von Strom und Energie im Produzierenden Gewerbe



Notiz: Die historischen Daten zur Nachfrage nach Energie und Strom enden in Q4, 2019. Die historischen Daten für den Energiepreis, den Erzeugerpreis Strom und den Erzeugerpreisindex enden in Q3, 2022. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle : Oxford Economics / Haver Analytics

Die Entwicklung der Stromnachfrage des Produzierenden Gewerbes weicht deutlich von der gesamtdeutschen Nachfrageentwicklung ab. Sie verläuft hier sehr konstant und weist lediglich mit Beginn der Covid-19-Pandemie einen Einbruch auf. Dieser kehrt jedoch ab dem dritten Quartal 2020 wieder zum Vorkrisenniveau zurück. Der Kriegsausbruch hat keine Auswirkungen auf die Nachfrage. Der dargestellte Preis entspricht dem Erzeugerpreis für Strom, welcher auch schon in Abbildung 7 verwendet wurde. Wie bereits beschrieben, verläuft er relativ konstant und beginnt in der zweiten Jahreshälfte 2021 stark anzusteigen. Der Kriegsausbruch führt zu einem deutlichen Peak im Erzeugerpreis für Strom. Obwohl dieser im Winter 2022 wieder absinkt, verbleibt er auf einem Niveau, welches etwa 100% über dem Niveau 2020 liegt. Erst ab 2024 ist ein fallender Preis zu erwarten.

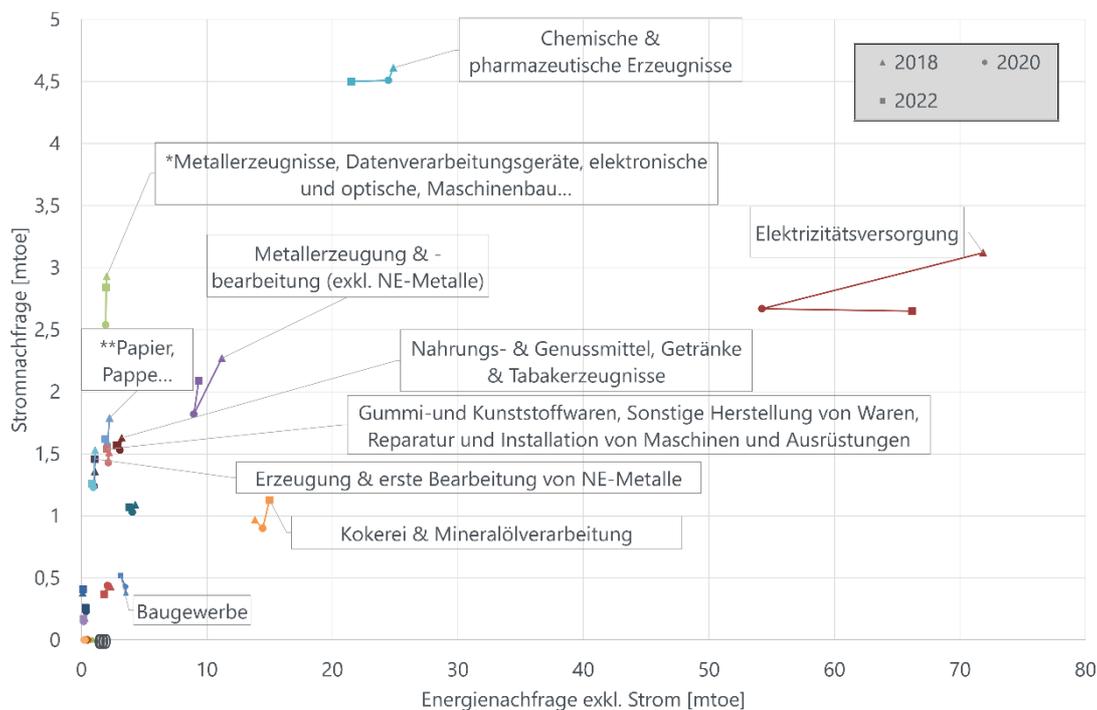
Auch die Energienachfrage des Produzierenden Gewerbes sackt mit dem Einsetzen der Pandemie etwas ab. Obwohl sie sich bis Ende 2021 wieder erholt, sinkt sie mit dem Ausbruch des Kriegs weiter. In den Jahren 2023 und 2024 verläuft sie relativ konstant, wobei sie auf einem minimal niedrigeren Niveau ist als vor Ausbruch der Pandemie. Der Energiepreis (inkl. Strom) steigt leicht bis 2020. Ähnlich zum Erzeugerpreis für Strom ist auch hier kein struktureller Bruch zum Ausbruch der Pandemie erkennbar. Ab 2021 steigt der Energiepreis (inkl. Strom) deutlich an. Im Gegensatz zum Strompreis ist kein Peak in den Folgemonaten des Kriegsausbruchs erkennbar. In der Prognose wird der Energiepreis (inkl. Strom) noch bis Anfang 2024 steigen, bevor er wieder sinkt.

Der Produzentenpreisindex folgt prinzipiell den Trends von Strom- bzw. Energiepreisindex (inkl. Strom). Die Ausschläge fallen dabei jedoch deutlich geringer aus, da Energie- und Stromkosten nur ein Teil des Indexes sind.

Um besonders relevante Sektoren mit Blick auf die Energienachfrage zu identifizieren zeigt Abbildung 11 die Strom- und Energienachfrage einzelner Sektoren und wie sich diese zwischen 2018 und 2022 entwickelten. Die Datenverfügbarkeit detaillierter Strom- und Energiedaten auf Sektorebene ist beschränkt; die Analyse bezieht sich daher

nur auf die verfügbaren Sektoren.⁴ Der Sektor mit der höchsten Energienachfrage ist die Elektrizitätsversorgung. Sie nahm von 2018 bis 2020 deutlich ab, stieg 2022 jedoch wieder leicht an. Dennoch ist ein Rückgang der Energienachfrage zwischen 2018 und 2022 erkennbar.

Abbildung 11: Strom- und Energienachfrageentwicklung einzelner Wirtschaftszweige (2018, 2020 und 2022)



Notiz: Die historischen Daten zur Energie- und Stromnachfrage enden in Q4, 2019. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen. Eine detaillierte Beschreibung der sektoralen Abgrenzung ist in Anhang IV.

* Metallerzeugnisse, Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische, Maschinenbau Erzeugnisse, elektrischen Ausrüstungen

**Papier, Pappe und Waren daraus, Druckerzeugnisse; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

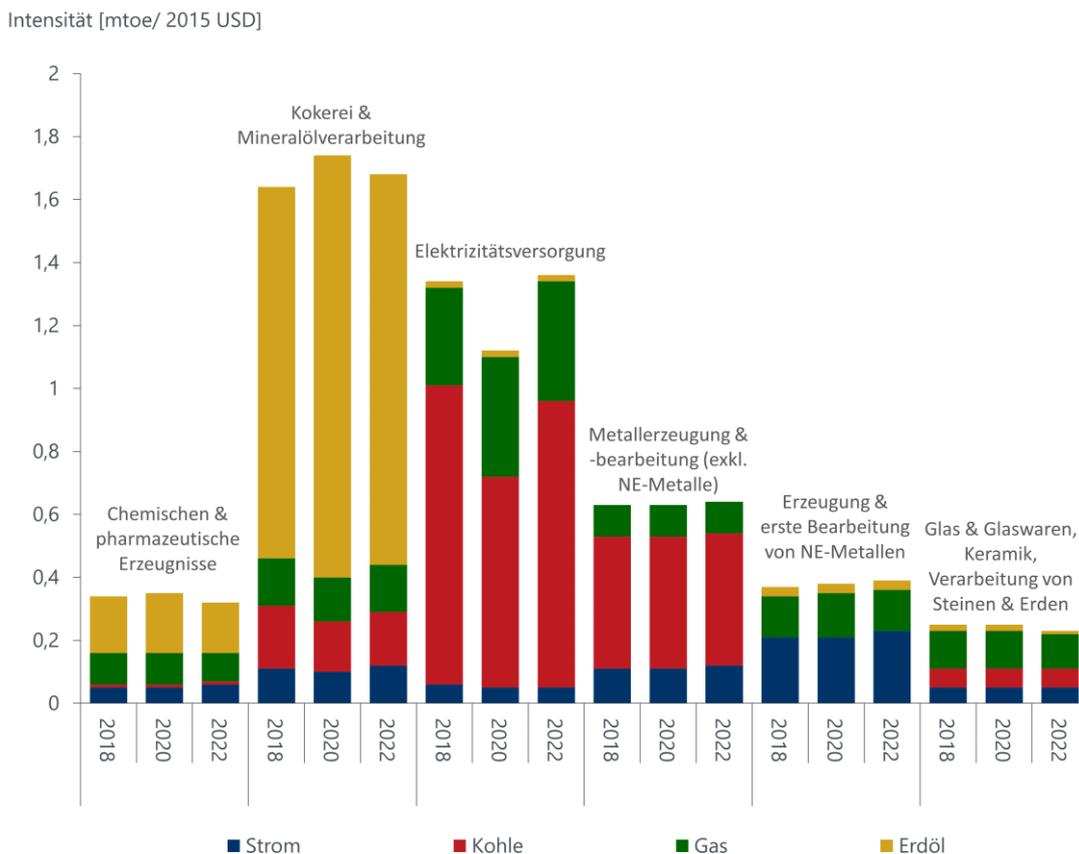
Der Sektor chemische und pharmazeutische Erzeugnisse hat eine vergleichsweise hohe Energienachfrage, die jedoch zwischen 2018 und 2022 kontinuierlich sank. Der Sektor zeichnet sich außerdem durch die höchste Stromnachfrage der betrachteten Sektoren aus. Auch sie war leicht rückläufig im Betrachtungszeitraum. Neben den Chemikalien und Pharmazeutika sowie der Elektrizitätsversorgung hat auch die Kokerei und Mineralölverarbeitung eine hohe Energienachfrage. Sie stieg von 2018 bis 2022 an.

Neben der Strom- bzw. Energienachfrage spielt aber auch die Intensität eine entscheidende Rolle. Sie beschreibt in der in diesem Kapitel verwendeten Definition, wie viel Strom bzw. Energie für die Bruttowertschöpfung verwendet wird. Sie ist damit nicht zwangsläufig identisch zu den Sektoren mit der höchsten Nachfrage. Während beispielsweise chemische und pharmazeutische Erzeugnisse die höchste Strom- und zweithöchste Energienachfrage aufweisen, ist ihre Intensität vergleichsweise gering (siehe Abbildung 12). Die insgesamt höchste Energieintensität (inkl. Strom) weist der Sektor Kokerei und Mineralölverarbeitung auf. Sie stieg von 2018 bis 2020 leicht an und sackte 2022 wieder etwas ein. Der wichtigste Energieträger ist hier mit Abstand das Erdöl, gefolgt von Gas, Kohle und Strom.

Die zweitgrößte Intensität hat die Elektrizitätserzeugung- und verteilung. Von zentraler Bedeutung sind hier sowohl Kohle als auch Gas. Unter den dargestellten Sektoren weist dieser die größten Schwankungen zwischen 2018 und 2022 auf, gekennzeichnet durch einen deutlichen Einbruch im Jahr 2020. Der stromintensivste Sektor ist der Sektor Nichteisenmetalle. Er zeigt einen leichten Anstieg in der Intensität. Neben Strom spielt hier vor allem Gas eine entscheidende Rolle.

⁴ Eine Liste aller berücksichtigten Sektoren findet sich in Anhang IV.

Abbildung 12: Energieintensität ausgewählter Wirtschaftszweige (2018, 2020, 2022)



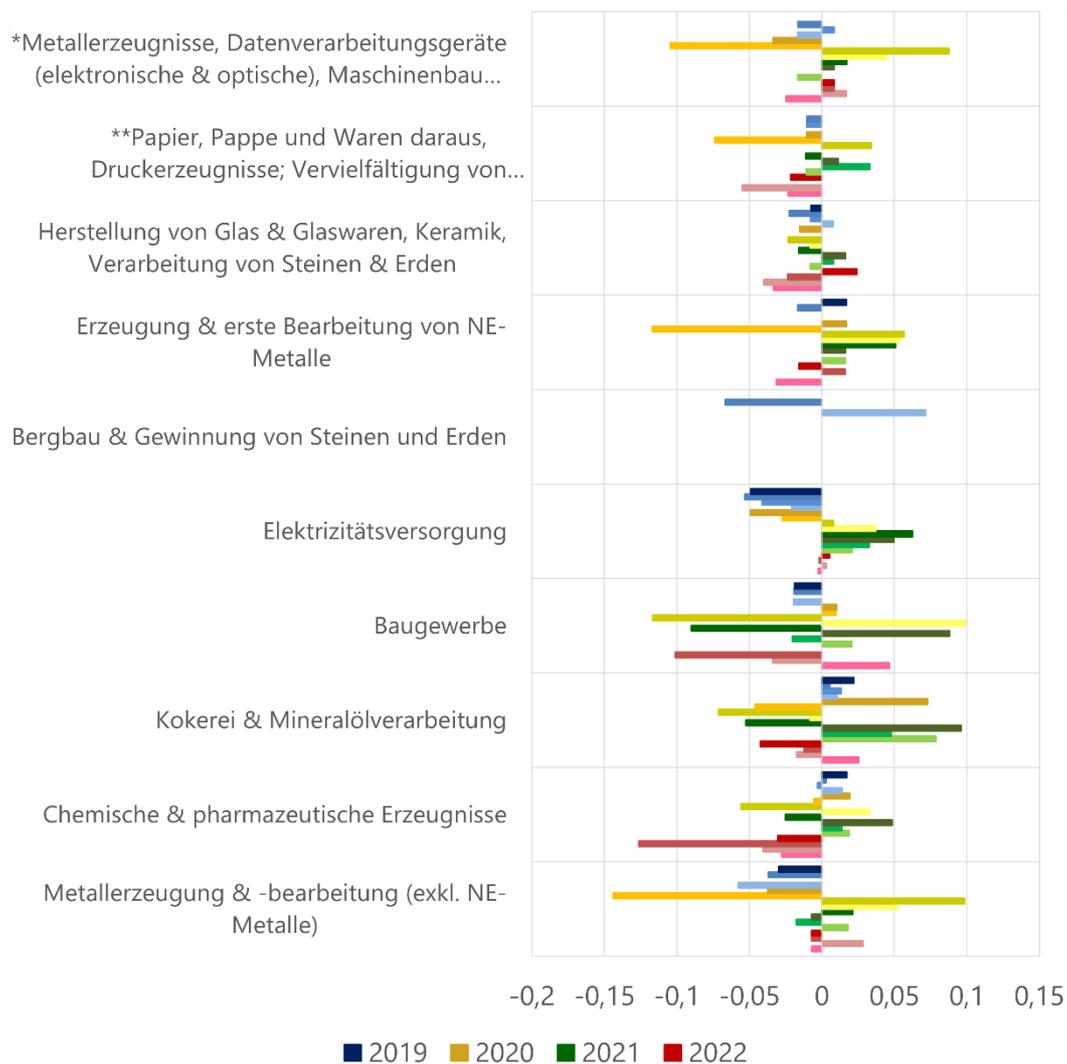
Notiz: Die historischen Daten enden in Q4, 2019. Das letzte Daten Update wurde im Dezember 2022 vorgenommen. Eine detaillierte Beschreibung der sektoralen Abgrenzung ist in Anhang IV.

Quelle : Oxford Economics / Haver Analytics

Nachdem besonders relevante Sektoren identifiziert wurden, soll im nächsten Schritt beschrieben werden, wie sich die Energienachfrage (inkl. Strom) über die vergangenen und aktuellen Krisen hinweg entwickelt hat. Abbildung 13 stellt daher die quartalsweisen Änderungen in der Energienachfrage (inkl. Strom) ausgewählter Sektoren dar. Sie zeigt, wie die Sektoren sowohl auf die Covid-19-Pandemie als auch den Kriegsausbruch reagierten. Das Pandemie-Jahr 2020 sticht hier hervor, insbesondere mit Blick auf den Nachfragerückgang. Am stärksten betroffen waren hier die Metallherstellung und -bearbeitung (exkl. NE-Metalle), das Baugewerbe, sowie die Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen. Die Nachfrage der betroffenen Sektoren erholte sich aber in den folgenden Quartalen wieder.

Das Jahr 2021 war eher durch einen Anstieg in der Energienachfrage gekennzeichnet, beispielsweise im Sektor der Elektrizitätsversorgung. Mit Ausbruch des Kriegs 2022 weisen vor allem die Sektoren chemische und pharmazeutische Erzeugnisse sowie das Baugewerbe starke Bewegung in der Nachfrage auf.

Abbildung 13: Energienachfrage: Quartalswachstum ausgewählter Wirtschaftszweige in Prozent (2019-2022)



Notiz: Die historischen Daten enden in Q4, 2019. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen. Eine detaillierte Beschreibung der sektoralen Abgrenzung ist in Anhang IV.

* Metallerzeugnisse, Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische, Maschinenbau Erzeugnisse, elektrischen Ausrüstungen

**Papier, Pappe und Waren daraus, Druckerzeugnisse; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern

Quelle : Oxford Economics / Haver Analytics

Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Energienachfrage nach einem pandemiebedingten Rückgang wieder deutlich angezogen hat. Die Energie- und Strompreise sind – ausgehend von einem niedrigen Niveau insbesondere beim Erdgas – bereits in 2021 und dann insbesondere im vergangenen Jahr stark angestiegen. Eine eindeutige Verhaltensanpassung von Unternehmen ist jedoch bisher nicht erkennbar. Dass in den abgebildeten Statistiken kaum eine Reaktion in Form einer Nachfrageanpassung erkennbar ist könnte durch unterschiedliche Faktoren erklärt werden, u.a.:

- Die dargestellten Preisen sind noch nicht in diesem Ausmaß bei den Unternehmen angekommen, da diese ihre Energie- bzw. Stromnachfrage über langfristige Lieferverträge decken.
- Die Preise sind bei den Unternehmen angekommen, die Nachfrage wurde jedoch nicht angepasst. Dies spräche mindestens in der kurzen Frist dafür, dass die Preiselastizität der Energienachfrage niedrig ist. Möglicherweise sorgen auch Effekte der wirtschaftlichen Erholung nach der Pandemie dafür, dass die Energienachfrage nicht sinkt.
- Die Preise sind bei den Unternehmen angekommen, sind aber nur mittel- und längerfristig elastisch. Eine Verhaltensanpassung der Nachfrage würde demnach deutlich zeitlich versetzt zur Preissteigerung auftreten, bspw. wenn teure Investitionen zur Steigerung der Strom- und Energieeffizienz getätigt und

umgesetzt wurden. Hier könnte auch die Erwartung der Preisentwicklung eine entscheidende Rolle spielen: Wenn die Unternehmen davon ausgehen, dass die aktuellen Preissteigerungen nur ein kurzfristiger Schock sind, mittel- und langfristig aber das Niveau der Ausgangspreise wieder erreicht wird, würden sich Investitionen in die Steigerung der Energie- und Stromeffizienz weniger lohnen. Unternehmen würden sich daher mit derartigen Investitionen zurückhalten.

Um die Analyse zu ergänzen, stellt Tabelle 1 die Wachstumsraten von Gewinnen, Investitionen und Produktion für die einzelnen Industrien quartalsweise dar. Die blau hinterlegten Sektoren gehören dabei zum Produzierenden Gewerbe. Auffällig ist, dass die Gewinne im Covid-19-Jahr 2020 über alle Sektoren hinweg deutlich einbrechen. Auch 2022 sind die Gewinne weitgehend rückläufig, dabei sind jedoch wesentlich weniger Sektoren betroffen und die Rückgänge fallen schwächer aus als 2020. Die Investitionen reagieren hingegen kaum. Da dieser Indikator verschiedene Investitionen zusammenfasst, ist eine genaue Aussage zu Investitionen in die Strom- bzw. Energieeffizienz hier nicht möglich. Man sieht jedoch insgesamt weder einen drastischen Anstieg der absoluten Investitionen – bspw. als Reaktion auf stark gestiegene Energiepreise – noch Investment Leakage. Bei der Produktion ist wieder ein deutlicher Covid-19-Effekt erkennbar. Aber auch 2022 ist ein Rückgang über viele Sektoren hinweg zu verzeichnen.

Insgesamt deuten diese Indikatoren darauf hin, dass die Energiepreissteigerungen eher dazu geführt haben, dass – zumindest kurzfristig – die Investitionen konstant gehalten wurden, während die Produktion leicht rückläufig war (vgl. Tabelle 1). Die beobachtete Veränderung bewegt sich damit im Rahmen der Verhaltensanpassung, die in den Szenarien des Hauptgutachten angenommen wurden. Die Unternehmen scheinen daher entweder eher von einem kurzfristigen Schock auszugehen und gegeben dieser Unsicherheit bisher keine langfristigen Anpassungsstrategien eingeleitet zu haben oder die Energiepreiselastizität der Nachfrage ist gering. Ist die beobachtete Entwicklung jedoch auf die Annahme eines kurzfristigen Schocks zurückzuführen, zeigt sich auch hier, wie wichtig die Erwartungen an die langfristige Energiepreisentwicklung sind.

Tabelle 1: Quartalsentwicklung der Wirtschaftsabschnitte A bis H auf WZ2008-2-Stellerebene (2018-2022)

Sektor	WZ	Gewinne					Investitionen					Produktionsindex				
		2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
Landwirtschaft, Forstwirtschaft ...	01-03	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Bergbau & Gewinnung von ...	05-09	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Nahrungs- & Genussmittel, ...	10-12	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Textilien, Bekleidung, Leder, ...	13-15	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Holz-, Flecht-, Korb- und Kork...	16	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Papier, Pappe und Waren ...	17, 18	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Kokerei & Mineralölverarbeitung	19	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Chemische Erzeugnissen	20	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Pharmazeutische Erzeugnisse	21	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Gummi- und Kunststoffwaren	22	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Glas & Glaswaren, Keramik, ...	23	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Metallerzeugung ...	24, 25	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Datenverarbeitungsgeräten, ...	26, 27	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Maschinenbau	28	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Kraftwagen und Kraftwagenteile	29	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Sonstiger Fahrzeugbau	30	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Herstellung von Möbeln	31	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Herstellung von sonstigen Waren	32	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Reparatur und Installation von ...	33	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Energieversorgung	35	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Wasserversorgung; Abwasser- ...	36-39	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Baugewerbe	41-43	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Handel; Instandhaltung und ...	45-47	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Landverkehr und Transport ...	49	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Verkehr und Lagerei	49-53	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Lagerei sowie Erbringung von ...	52, 53	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Verarbeitendes Gewerbe	10-33	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Industrielle Produktion (inkl.) Bau	05-43	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
Wirtschaft	01-99	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼

Notiz: Die historischen Daten der Gewinne und des Produktionsindexes enden in Q3, 2022. Die historischen Daten der Investitionen enden in Q4, 2020. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

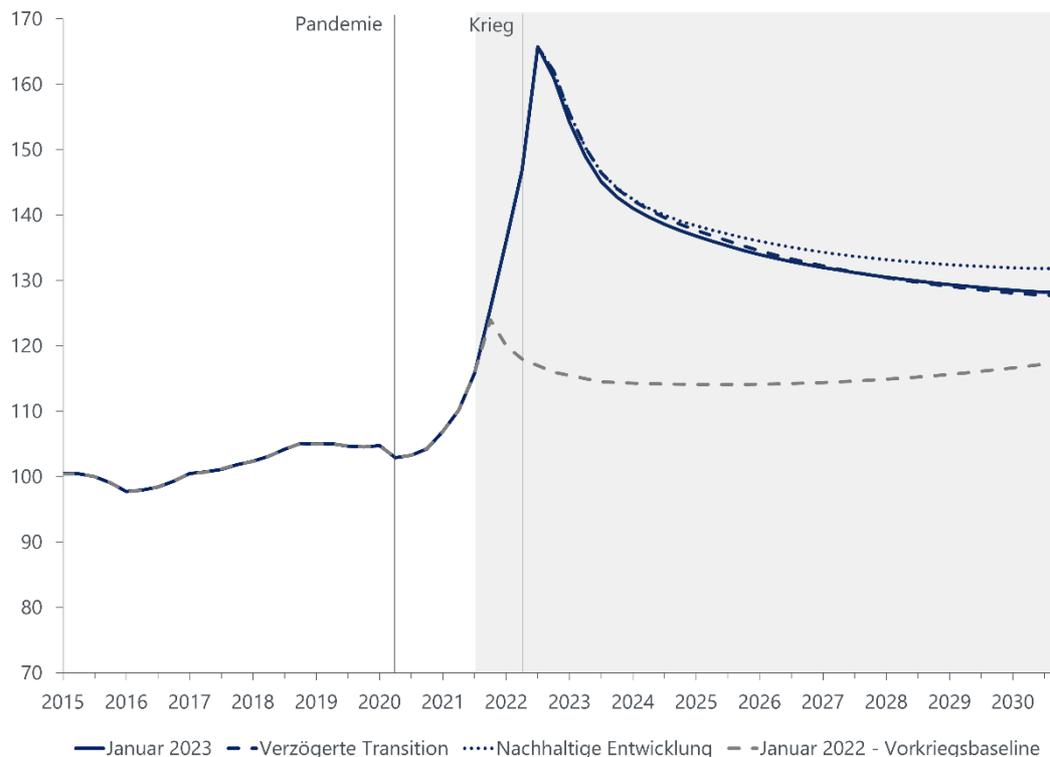
Strukturelle Veränderungen

Eine weitere Möglichkeit zur Untersuchung der potenziellen Auswirkungen der aktuellen Preisentwicklungen auf die Gesamtwirtschaft bietet das Global Economic Model (GEM) von Oxford Economics. Im Folgenden vgl. n wir die Prognose zentraler volkswirtschaftlicher Kennzahlen vor Kriegsausbruch mit der aktuellen Prognose. Da die im vergangenen Jahr eingetretenen wirtschaftlichen Veränderungen inklusive der Energiepreissteigerungen in den aktuellen Szenarien berücksichtigt wurden, kann der Vergleich der beiden Prognosen weitere Aufschlüsse auf die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiepreissteigerungen geben. Da die Prognosen hier bis 2030 reichen, wird in dem Vergleich vor allem deutlich, bei welchen Indikatoren der Kriegsausbruch zu einer langfristigen bzw. strukturellen Veränderung geführt hat und bei welchen lediglich ein kurzer Schock erwartet wird.

Mit Blick auf die Erzeugerpreise zeigt sich, dass diese in der aktuellen Prognose dauerhaft auf einem höheren Level bleiben dürften als in der Vorkriegsprognose (siehe Abbildung 14: Entwicklung der Erzeugerpreise in Deutschland (2015-2030)). aus. Darüber hinaus haben die Klimaszenarien im Vergleich zum Schock des Krieges nur geringe Auswirkungen. Tendenziell könnten sich diese Prognosen eher nach unten korrigieren, sollten die aufgrund der Lieferkettenengpässe und dem Energiepreisschock erhöhten Margen schneller fallen als in der Baseline angenommen. Der Erzeugerpreispreis beinhaltet sowohl Energieproduzentenpreise als auch sonstige Produzentenpreise (z.B. Lohnkosten). In der jüngsten Vergangenheit ist der Energieanteil stärker als sonst ins Gewicht gefallen. Somit könnte sich die Prognose eher nach unten korrigieren, wenn die Energiepreise stärker fallen als erwartet. Insgesamt dürfte es aber eine Verschiebung des Niveaus nach oben geben, was sich auch in den Löhnen und Konsumentenpreisen spiegelt.

Abbildung 14: Entwicklung der Erzeugerpreise in Deutschland (2015-2030)

Index Erzeugerpreise
[2015=100]

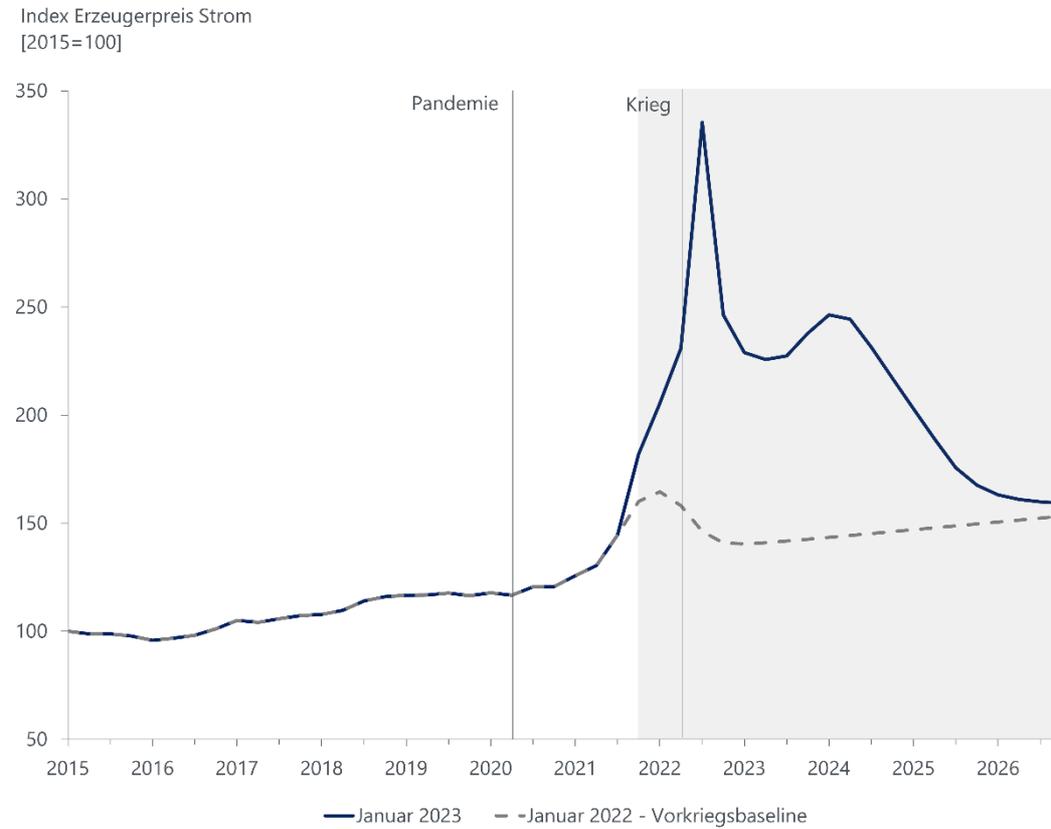


Notiz: Die historischen Daten der Vorkriegsbaseline enden in Q3, 2021 und wurden im Januar 2022 zuletzt aktualisiert. Die historischen Daten der aktuellen Prognose enden in Q3, 2022 und wurden im Januar 2023 zuletzt aktualisiert.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Der Erzeugerpreis für Strom in Deutschland könnte in naher Zukunft weiter steigen, und trotz Rückgangs Mitte des Jahrzehnts wird er im Niveau höher bleiben als vor dem Krieg, aber der Trend sollte sich normalisieren (Abbildung 15).

Abbildung 15: Entwicklung der Erzeugerpreise für Strom in Deutschland (2015-2017)



Notiz: Die historischen Daten der Vorkriegsbaseline enden in Q3, 2021 und wurden im Januar 2022 zuletzt aktualisiert. Die historischen Daten der aktuellen Prognose enden in Q3, 2022 und wurden im Januar 2023 zuletzt aktualisiert.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Die Industrieproduktion dürfte sich mittelfristig nicht vom Energieschock erholen. Obwohl die Industrieproduktion ab 2023 wieder steigen wird und ab 2025 etwa wieder das Vorkrisenniveau erreicht, liegen die aktuellen Prognosen bis 2030 deutlich unter den Prognosen vom Januar 2022 – also vor dem Kriegsausbruch. Vergleicht man beide Vorhersagen wird deutlich, dass die Industrieproduktion wahrscheinlich dauerhaft auf einem niedrigeren Niveau liegen wird als es vor dem Kriegsausbruch prognostiziert wurde (Abbildung 16). Energieunternehmen machen circa 20% der deutschen Industrieproduktion aus. Durch eine Reduzierung der Produktion im energieintensiven Bereich ergibt sich eine geringere Industrieproduktion und dadurch auch ein niedrigeres BIP. Während es kurzfristig zu einem deutlicheren Rückgang kommt, dürfte es mittelfristig eine Erholung geben: zum einen, da der Energiepreis fallen dürfte und zum anderen, da es Substitutionseffekte – zum Beispiel durch die Nutzung anderer Energiequellen – geben wird.

Abbildung 16: Entwicklung der Industrieproduktion in Deutschland (2015-2030)



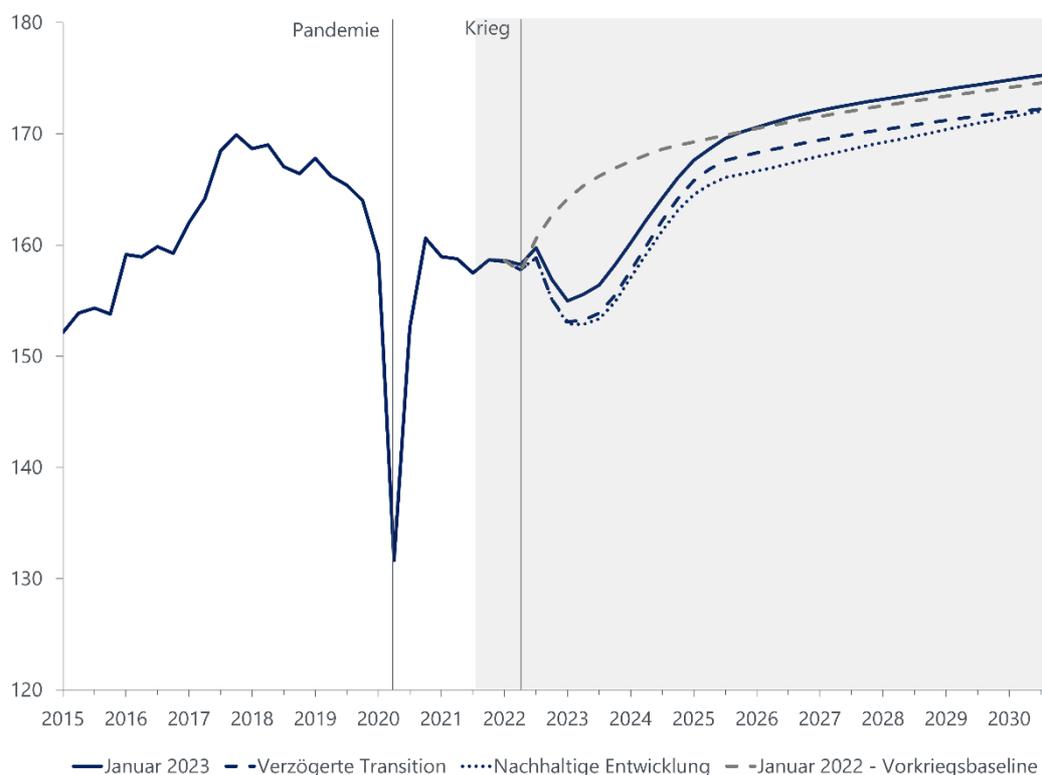
Notiz: Die historischen Daten der Vorkriegsbaseline enden in Q3, 2021 und wurden im Januar 2022 zuletzt aktualisiert. Die historischen Daten der aktuellen Prognose enden in Q3, 2022 und wurden im Januar 2023 zuletzt aktualisiert.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Die Bruttowertschöpfung im Verarbeitenden Gewerbe dürfte sich mittelfristig jedoch vom Energieschock erholen. Wie Abbildung 17 zeigt, gleichen sich die Prognosen ab 2025 wieder an. Das bedeutet, dass sich die Wertschöpfung pro Produktionseinheit besser entwickelt als in den Prognosen vor Kriegsausbruch angenommen. In den Klimaszenarien bleibt die Bruttowertschöpfung jedoch auf einem etwas niedrigeren Niveau.

Abbildung 17: Entwicklung der Bruttowertschöpfung des Verarbeitenden Gewerbes in Deutschland (2015-2030)

Bruttowertschöpfung verarbeitendes Gewerbe, real [Milliarden Euro]



Notiz: Die historischen Daten der Vorkriegsbaseline enden in Q3, 2021 und wurden im Januar 2022 zuletzt aktualisiert. Die historischen Daten der aktuellen Prognose enden in Q2, 2022 und wurden im Dezember 2022 zuletzt aktualisiert.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

2.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit

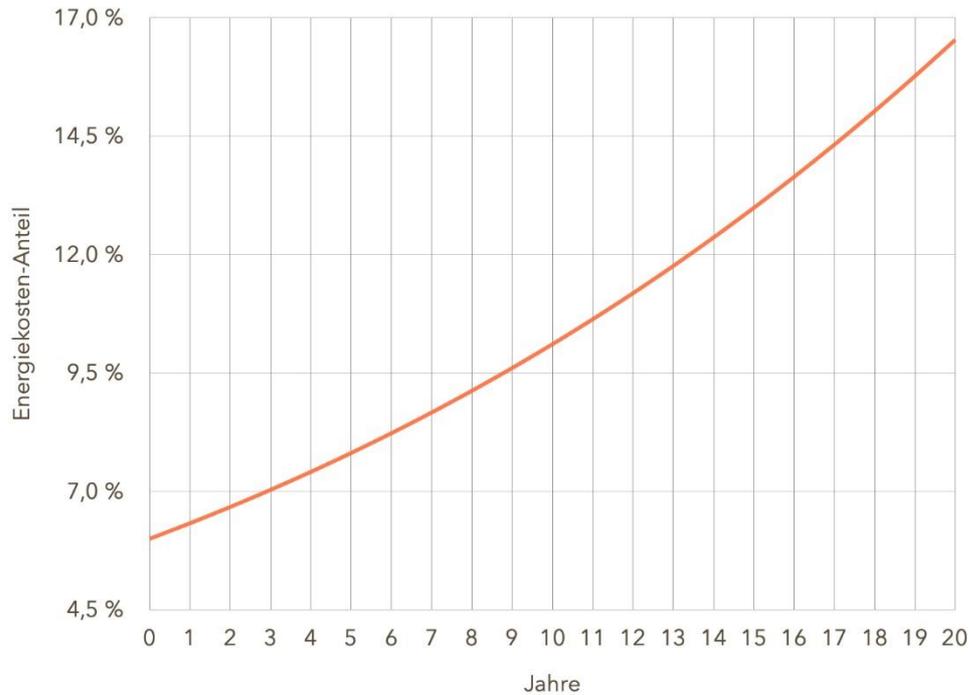
Um der Frage nachzugehen, inwieweit die Aussagen und Ergebnisse des Hauptgutachtens auch unter Maßgabe der sich im Jahr 2022 ergebenden hohen Energiepreise und der geänderten geopolitischen und wirtschaftlichen Lage bezogen auf die Energieeinsparung und -effizienz noch zutreffend sind bzw. geändert werden müssten, soll zunächst vertieft auf den betriebswirtschaftlichen Wirkungsmechanismus von – heftigen – Energiepreisteigerungen im Kontext mit Strom- und Energiesteuern eingegangen werden, um schließlich eine Be)teilung und ggf. Änderungsanschlage abzugeben.

Ergebnisse aus unternehmensbezogenen Studien, die die Wirkung, insbesondere die betriebsinternen Konsequenzen der starken Energiepreisteigerungen ab Anfang 2022 aufzeigen – die man u.U. den jährlich erscheinenden Monitoringberichten der Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke entnehmen könnte – können zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Ergänzungsgutachtens noch nicht berücksichtigt werden, weil eine gewisse Planung- und Umsetzungszeit von entsprechenden Maßnahmen in den jeweiligen Unternehmen ange)etzt werden müsste, sodass frühestens entsprechende Ergebnisse ab Mitte 2023 zu erwarten sind. Insofern versuchen die folgenden Ausführungen die betriebliche Lage eher theoretisch-deduktiv, allerdings untermauert durch zahlreiche Beobachtungen in den Effizienz-Netzwerken und Gespräche mit Praktikern zu beschreiben.

Früher spielte die Steuerung von Energieverbräuchen und somit von Energiekosten in Unternehmen – selbst in energieintensiven – i.d.R. eine vergleichsweise untergeordnete Rolle, da der Anteil der Kosten an den Gesamtkosten im Normalfall relativ niedrig gewesen ist. Auch ohne empirischen Nachweis lässt sich diese Annahme allein dadurch schon stützen, weil in der Lehr-Literatur zur Industriekostenrechnung (und damit auch in der Lehre und in Folge in der Praxis) bis heute eine verursachungsgerechte Zuordnung von Energiekosten fast nicht vorkommt, was Voraussetzung für eine Energiekostensteuerung wäre (vgl. die entsprechenden Ausführungen dazu in Nissen 2014). Ein Ende einer derartigen Energiekosten-Lethargie kann erst erwartet werden, wenn sich der Anteil der Energiekosten auf ein Mindestniveau erhöhet. Und genau das scheint in vielen Fällen sukzessive zu geschehen.

In den vergangenen Jahren haben sich nämlich die Preise der unterschiedlichen Energieträger für gewerbliche Abnehmer z.T. deutlich stärker als die der übrigen relevanten Güter und damit überproportional erhöht, was i.d.R. zu Kostenstrukturänderungen führte. Lag beispielsweise bei – nicht zu den energieintensiven Unternehmen zählenden – Industriebetrieben der Energiekostenanteil vor zehn Jahren häufig bei etwa 3 bis 4% der Gesamtkosten, so hat er zwischenzeitlich nicht selten 6 bis 7% erreicht und wird bei unterstellter Fortsetzung der bisherigen Energiepreisentwicklung in 15 bis 20 Jahren u.U. Größenordnungen von z.T. 15 bis 20% erreichen (vgl. Abbildung 18).

Abbildung 18: Entwicklung des Energiekostenanteils eines Unternehmens bei überproportionaler Steigerung der Energiepreise

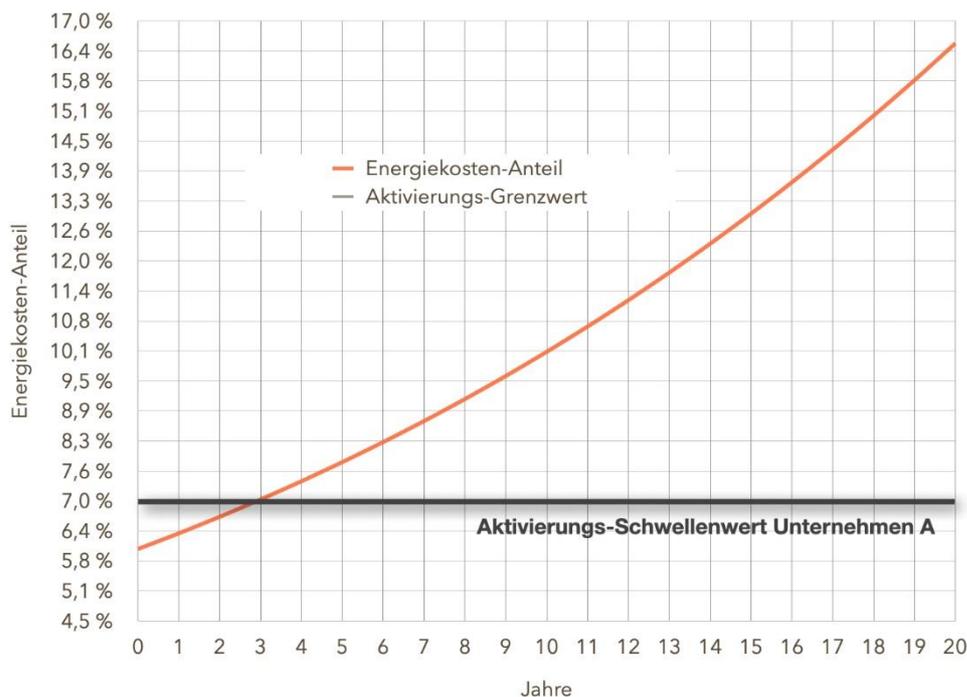


Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Energiekosten erhalten durch eine derartige Anteilssteigerung einen höheren Stellenwert. Die Notwendigkeit und damit auch das Interesse, sich mit Energiekosten und dessen Steuerung zu befassen, wächst.

Geht man davon aus, dass Personen, die für das Kostenmanagement eines Unternehmens verantwortlich sind (insbesondere Finanz-Vorstände und kaufmännische Geschäftsführer sowie Controller), Impulse benötigen, um sich mit Themen, die bisher nicht systematisch bearbeitet worden sind, intensiv auseinanderzusetzen (so auch das Ausloten und Ausschöpfen von Einsparpotentialen), und nimmt man an, dass diese Impulse über eine vorhandene Qualifikation des Einzelnen hinaus insbesondere von der Bedeutung des Themas (gemessen als Anteil der jeweiligen Kosten an den Gesamtkosten) beeinflusst werden, dann lässt sich daraus schließen, dass grundsätzlich in jedem Unternehmen individuelle »Aktivierungs-Schwellenwerte« vorliegen, deren Überschreiten einen Impuls zum Ergreifen von Maßnahmen auslöst (vgl. Abbildung 19).

Abbildung 19: Beispielhafter Aktivierungs-Schwellenwert



Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Derartige Schwellenwerte sind individuell (in Bezug auf das jeweilige Unternehmen und auch auf die jeweils angesprochenen Personen), da sie sich wesentlich nach der empfundenen Bedeutung eines Themas richten, wobei die Empfindung anzunehmenderweise maßgeblich auch vom vorhandenen Fachwissen, der einschlägigen Erfahrung und Neigung der jeweils betroffenen Person beeinflusst wird, insofern nicht rein rational ableitbar ist.

In Abbildung 19 wurde der Grenzwert beispielhaft bei 7% lokalisiert (ein fiktiver Wert). Im Betrachtungszeitpunkt liegt der Energiekostenanteil des Beispielunternehmens bei 6%.

Der Energiekostenanteil-Kurve – die rein fiktiv und damit theoretisch, also nicht messbar ist – kann daher entnommen werden, dass (im Beispiel) nach etwa zweieinhalb Jahren der Schwellenwert überschritten und somit dann der Impuls ausgelöst wird, Aktivitäten zur systematischen Energiekostensenkung zu ergreifen.

Aus alledem lässt sich folgender Schluss ziehen: Da bei überproportionaler Steigerung der Energiekosten die Energiekostenanteile in Unternehmen grundsätzlich zunehmen, ist es nur eine Frage der Zeit, bis jedes Unternehmen den jeweils gegebenen Aktivierungs-Schwellenwert erreicht. Der Druck, Energiekosten systematisch zu steuern und die Energieversorgung zu optimieren, wächst somit quasi automatisch, wenn sich ein überproportionaler Energiepreisanstieg fortsetzt. Hierdurch würde eine weitere Energy-Efficiency-Gap-Barriere abgebaut werden.

Im Jahr 2022 erlebten die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes z.T. sehr heftige Preissteigerungen im Bereich Erdgas und Strom, die über den Preissteigerungen anderer Produktionsfaktoren lagen und damit den Energiekostenanteil haben anschwellen lassen. In nicht wenigen Fällen dürfte dadurch der unternehmensindividuelle (fiktive) Aktivitäts-Schwellenwert überschritten worden sein, sodass davon ausgegangen werden kann, dass eine intensivere Beschäftigung mit Energiekosten ausgelöst worden ist und noch anhält.

Gleichwohl lässt sich annehmen, dass auch nach jeweiliger Überschreitung dieses jeweiligen Aktivitäts-Schwellenwertes eine schnelle Reaktion in den Unternehmen im Sinne der sofortigen Ergreifung von Verbesserungsmaßnahmen nicht zustande kommt, sondern eine **Verbesserung** eher **träge** eingeleitet wird. Dies betrifft insbesondere Wirkungen auf die recht starke Preissteigerung ab Anfang 2022 und zwar aus folgenden Gründen:

- **Den Unternehmen fehlt Planungssicherheit.** Die Entwicklung der Energiepreise ist insbesondere ab Anfang 2022 sehr schwer abzuschätzen. Unternehmen scheinen in vielen Fällen zu zweifeln, ob die Preiserhöhungen von Dauer sein werden; dadurch entstehen Unsicherheiten bei der Bewertung (=> volatiler Kapitalwert). Kurzfristig werden daher eher nur gering-investive Maßnahmen zur Energieeinsparung umgesetzt. Zudem hängt die Bewertung, wie sich die Energiepreise in Zukunft entwickeln, auch von den Erwartungen gegenüber der Politik zu stringenten Klimaschutzzielen ab. Risikoaverse Entscheider warten klare Signale ab, wie sie etwa von einer Reform des Spitzenausgleichs ausgehen würden.

- Der Produktionsfaktor Energie hatte in der Vergangenheit – wie oben bereits erwähnt – eine vergleichsweise geringe Bedeutung. Unternehmen müssen sich daher erst daran gewöhnen, diesem Thema eine höhere Gewichtung beizumessen. Das benötigt Zeit.
- Fehlende Fachkompetenzen insbesondere im Schnittstellenbereich zwischen Energietechnik und Wirtschaft (und genau dort bewegen sich Effizienzverbesserungsmaßnahmen) verlangsamten die Beschäftigung mit Verbesserungspotentialen. Die fehlenden Fachkompetenzen resultieren insbesondere auch aus der bisher geringen Bedeutung entsprechender Ausbildung in Hoch- und Berufsschulen. Relevante Ausbildungsprogramme fehlen.
- Es fehlen ferner **systematische Methoden zur Aufdeckung und Ausschöpfung von Einsparpotentialen**. Beobachtungen und Literaturrecherchen zeigen auf, dass offenbar häufig Ideen zu Einsparmaßnahmen in Unternehmen spontan und zufällig zustande kommen und nicht systematisch durch Anwendung einer konkreten zielgerichteten Vorgehensweise. Als ein erster Grundstein für eine systematische Vorgehensweise könnte die SEU-Orientierung der ISO 50001 angesehen werden, nach der ein Unternehmen im Rahmen seines Energiemanagementsystems zunächst die wesentlichen Energieverbraucher als solche identifiziert, als SEU (significant energy use) deklariert und sie in den Fokus der Untersuchungen nimmt. Durch eine solche Schwerpunktorientierung kann erreicht werden, dass das Hauptaugenmerk auf solche Verbraucher – in der Regel Produktionsprozesse der Wärmeversorgungsanlagen von Gebäuden – und damit auf die tendenziell großen Einsparpotentiale gelenkt wird.
- Die in den letzten Jahren im internationalen Vergleich vor allem in deutschen Unternehmen vielfach zustande gekommene **Einführung von Energiemanagementsystemen** (EnMS) fördert prinzipiell zwar Energieeffizienzverbesserungen, allerdings werden dadurch sehr häufig neue, ungewohnte Strukturen in den Unternehmen aufgebaut, die sich zunächst einmal integrieren mussten anstelle einer Synergieeffekt auslösenden Integration in etablierte vorhandene Controllingstrukturen (vgl. Harfst 2021). Energiemanagementsysteme scheinen daher in Unternehmensleitungen nicht selten immer noch vor allem als Kostenfaktor angesehen zu werden, die eingeführt werden müssen, damit staatliche Privilegien – etwa der Spitzenausgleich – gewährt werden und nicht als Instrument zur Unternehmenswertsteigerung. Der Spitzenausgleich hat in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung zu dieser Denkhaltung beigetragen, da er die Unternehmen nicht in die Pflicht genommen hat, das Potential eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001, das sich nicht automatisch ergibt, auszuschöpfen.
- Im Vorfeld einer möglichen Wirtschaftskrise scheinen Unternehmen Investitionen in Maßnahmen, die eine schnell und leicht erkennbare Wirkung bei Umsatz und Kosten erzeugen, gegenüber solchen in Energieeffizienz/Klimaschutz vorzuziehen. Traditionelle Kostensenkungsbereiche wie Personalabbau, Reduzierung von Schulungsbudgets, Gemeinkostenoptimierung etc. sind in Krisen wichtiger als sonst, sodass das Thema Energie und insbesondere auch Klimaschutz an Bedeutung verliert.

Insgesamt lässt sich aus den obigen Ausführungen zusammenfassen, dass **Preiserhöhungen von Energieträgern**, insbesondere starke und überproportionale, wie sie im Jahr 2022 zu verzeichnen waren, **positive Wirkungen auf ein Ausloten und Ausschöpfen von Kostensenkungspotentialen in Unternehmen** haben. Aus verschiedenen Gründen ist allerdings davon auszugehen, dass sich hieraus ergebende Verbesserung der Energieeffizienz⁵ in Unternehmen nicht unmittelbar, sondern erst mit einer gewissen Verzögerung ergeben.

Derartige Verzögerungen dürften mit der Zeit bei steigenden Energiepreisen nachlassen, weil die Bedeutung der Ausschöpfung von Energiekosteneinsparpotentialen in Unternehmen und damit einhergehend auch das Interesse an Qualifikation und Integration des Energiemanagements zunimmt, wodurch dann auch dadurch ein Qualifikationsbedarf entsteht, der in Bildungsinstitutionen (insbesondere Hoch- und Berufsschulen) wahrgenommen wird. Dies ließe sich auch staatlicherseits forcieren, etwa durch Etablierung von entsprechenden Ausbildungsprogrammen.

Vor dem Hintergrund der ab 2022 deutlich erhöhten Energiepreise sowie der Änderungen der geopolitischen und wirtschaftlichen Lage besteht insofern **keine Notwendigkeit**, die konkreten **Vorschläge im Hauptgutachten** zur neuen Ausgestaltung des Spitzenausgleichs **grundsätzlich zu modifizieren**. Im Gegenteil: Das Energie-

⁵ Hierbei sei zu erwähnen, dass verbesserte Energieeffizienz nicht notwendigerweise auch Klimaschutz bedeutet: Wenn sich etwa in einem Unternehmen die Energieeffizienz (als Quotient aus Produktionsvolumen [t] im Verhältnis zum Einsatz fossiler Energieträger [kWh]) in einer bestimmten Zeitspanne um 5% vergrößert, das Produktionsvolumen aber um 8% ansteigt, dann hat die Nettoemission an CO₂e zugenommen, und das Klima ist zusätzlich belastet worden.

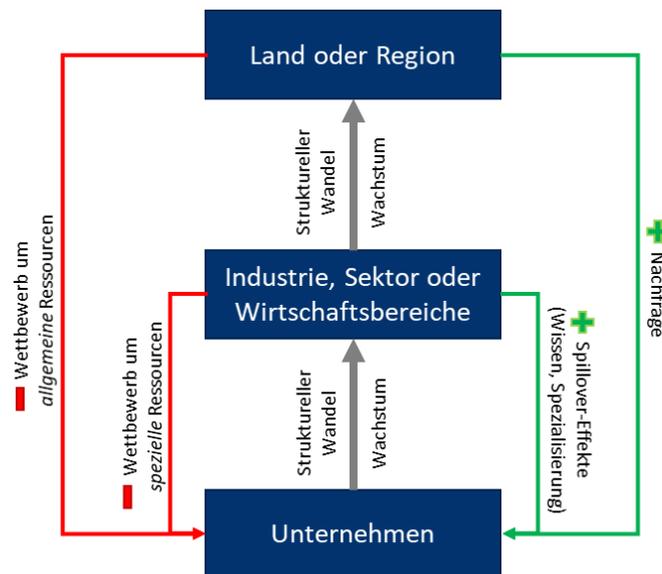
/Stromsteuergesetz wird mit den vorgeschlagenen Spitzenausgleichsregelungen i.V.m. den Gegenleistungen jeweils Beiträge dazu leisten, Energieeffizienzlücken abzubauen und sich daher als Baustein der Energiewende etablieren.

3 Internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie

3.1 Konzept der internationalen Wettbewerbsfähigkeit

Die internationale Wettbewerbsfähigkeit lässt sich prinzipiell auf drei Ebenen untersuchen: Auf der Unternehmens-, der Sektor- und der Landesebene. Die Ebenen sind nicht losgelöst voneinander, da es vielfältige Rückkopplungskanäle zwischen den Ebenen gibt (Abbildung 20)

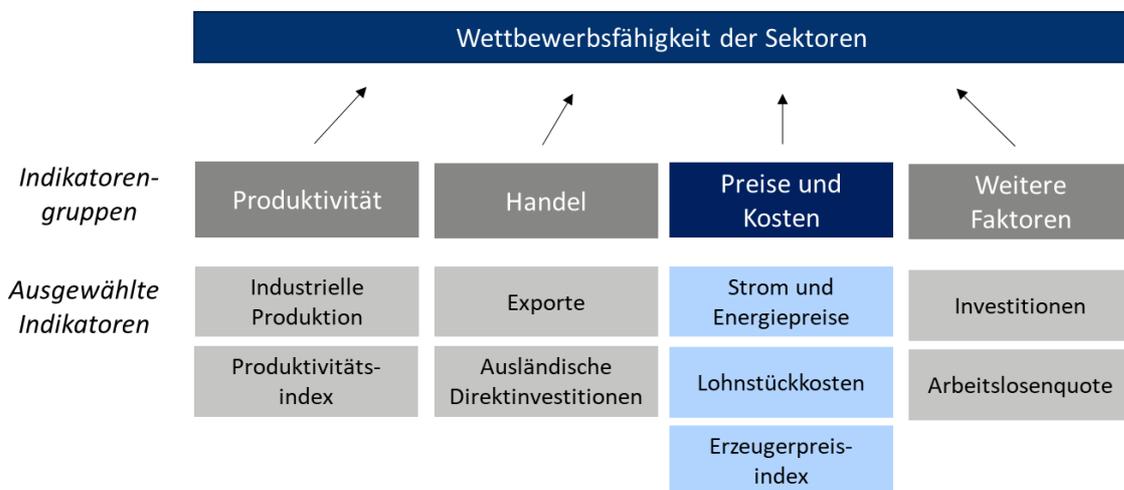
Abbildung 20: Rückkopplungen zwischen den einzelnen Ebenen



Quelle: Peneder/Rammer (2018)

Je nach Betrachtungsebene ist es sinnvoll, andere Indikatoren bei der Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit zu analysieren. In diesem Fall fokussieren wir uns zum einen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und zum anderen auf Indikatoren, die (a) sich im Zuge der Energiekostenkrise verändert haben und (b) die sektorale Wettbewerbsfähigkeit maßgeblich beeinflussen. Abbildung 21 gibt einen Überblick über die Indikatoren, die wir uns zur Bewertung der sektoralen Wettbewerbsfähigkeit betrachten. Der Fokus liegt auf den blau markierten Indikatoren.

Abbildung 21: Indikatoren zur Messung der sektoralen Wettbewerbsfähigkeit

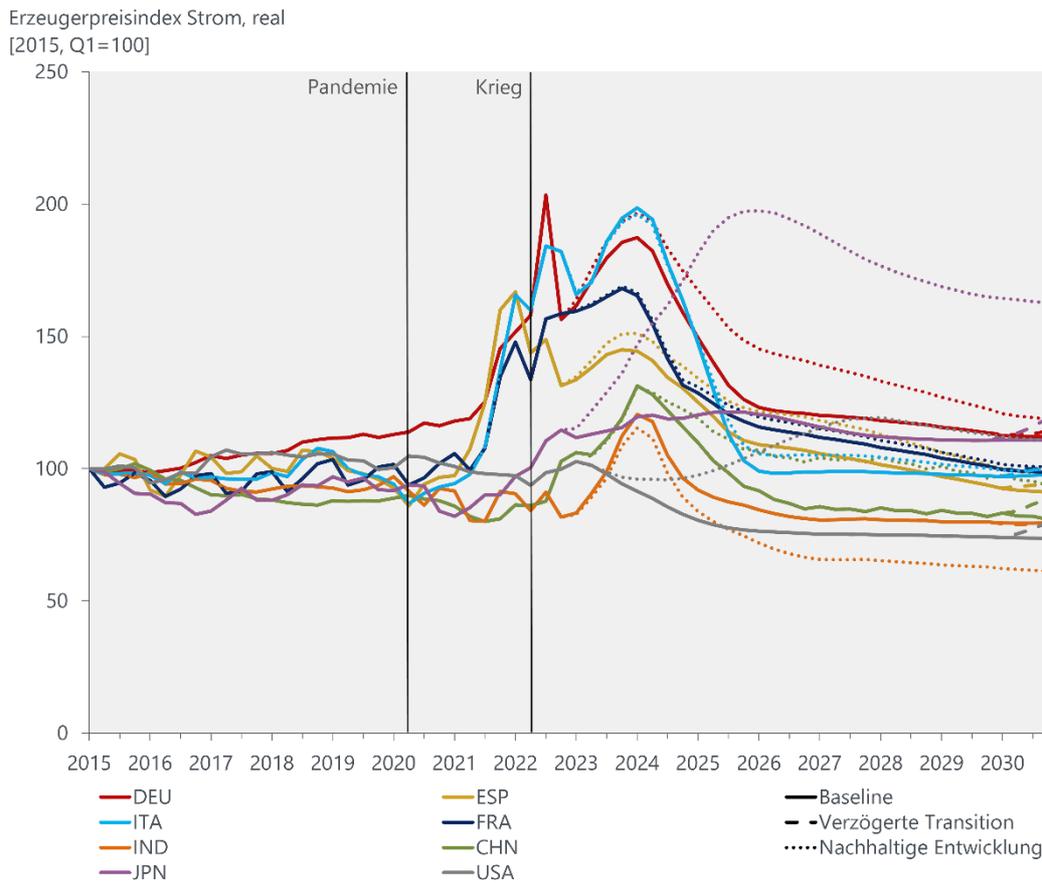


Quelle: Oxford Economics und Peneder/Rammer (2018)

3.2 Entwicklung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit

Abbildung 22 stellt die realen Erzeugerpreise für Strom im internationalen Vergleich dar. Im Vorfeld der Pandemie sind die Erzeugerpreise für Strom in Deutschland am stärksten gestiegen. Zum Ausbruch der Pandemie befanden sie sich etwa 15% über dem Niveau von 2015. In den USA und Frankreich blieb der Erzeugerpreis für Strom in diesem Zeitraum relativ konstant. In einigen Ländern sank der Preis sogar, beispielsweise in China und Spanien. Die letzten Krisen hatten demnach unterschiedliche regionale Auswirkungen, die die relative Wettbewerbsposition der deutschen Industrie verändert haben könnte.

Abbildung 22: Preisentwicklung Erzeugerpreise Strom im internationalen Vergleich (2015-2030)

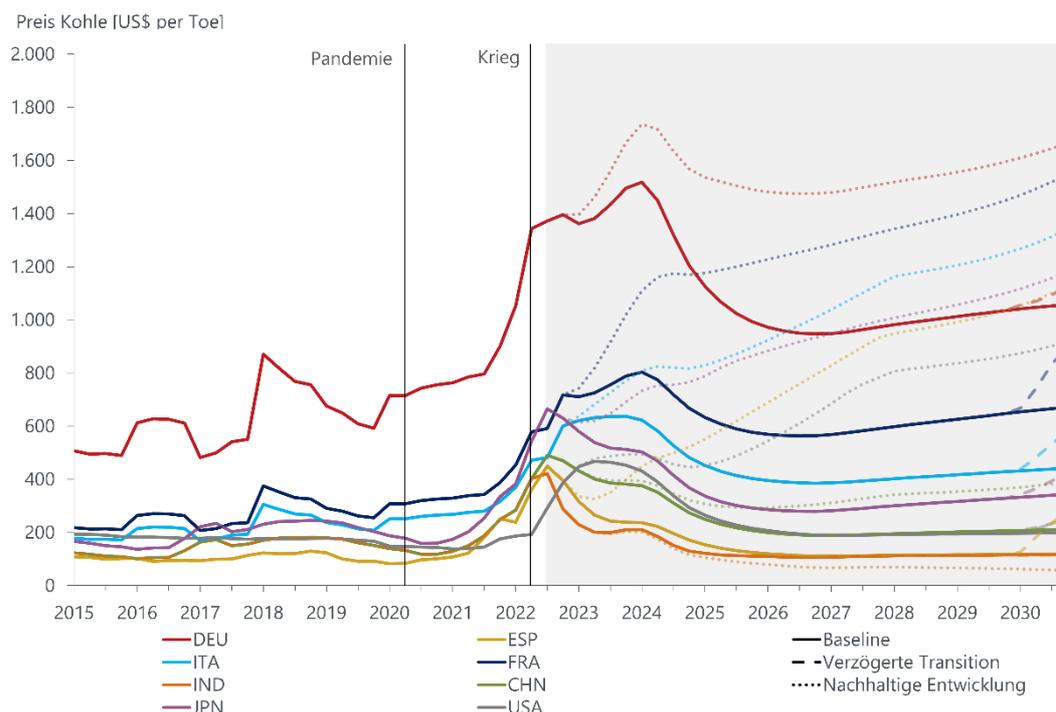


Notiz: Die Daten basieren auf Berechnungen und Prognosen von Oxford Economics. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

In Deutschland ist ein längerfristiger Anstieg im Erzeugerpreislevel erkennbar. Frankreich, Italien und Spanien tendieren hingegen eher zu dem Niveau von 2015 zurück. In China, Indien und den USA wird sich vermutlich ein etwas niedrigeres Level im Vergleich zu 2015 verfestigen. Im Szenario der *Nachhaltigen Entwicklung* liegt der Strompreis in allen Ländern höher als in der Baseline angenommen mit Ausnahme von Indien. Besonders große Divergenzen in der Preisentwicklung zwischen den Szenarien werden für Japan und die USA erwartet.

Abbildung 23: Preisentwicklung Kohle im internationalen Vergleich (2015-2030)



Notiz: Die historischen Daten für China, Spanien, Indien, Japan und die USA enden in Q2, 2022. Die historischen Daten für Deutschland, Frankreich und Italien enden in Q3, 2022. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

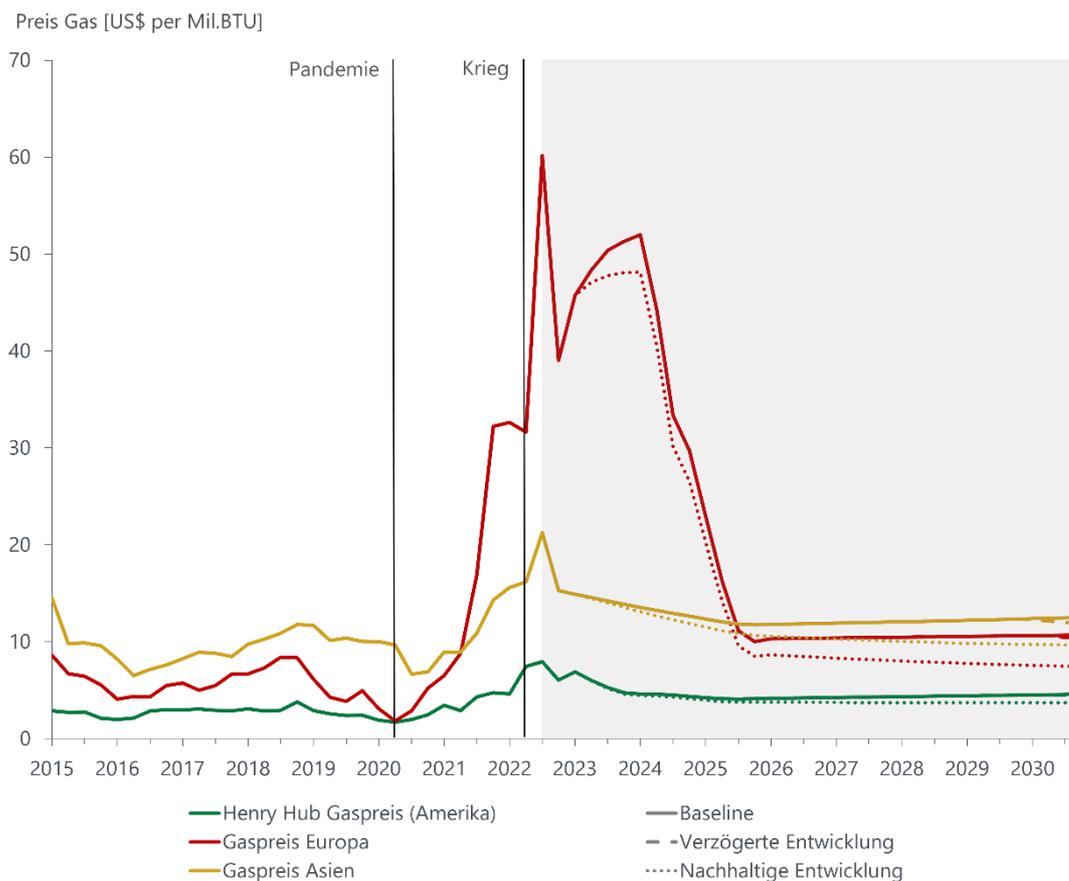
Mit Blick auf die einzelnen Energieträger, wird im langfristigen internationalen Vergleich deutlich, dass insbesondere der Kohlepreis in Deutschland am höchsten ist (siehe Abbildung 23). Obwohl sich der Abstand der deutschen Preise im internationalen Vergleich insbesondere ab 2022 leicht erhöht hat, weist Deutschland auch 2015 schon Kohlepreise auf, die mehr als doppelt so hoch sind wie die der Vergleichsländer. Zwischen 2015 und dem Ausbruch der Pandemie wies der Kohlepreis zwar in vielen Ländern einige Schwankungen auf; das Level blieb jedoch vergleichsweise konstant. Zwischen dem Ausbruch der Pandemie und des Kriegs ist der Preis in allen abgebildeten Ländern gestiegen. Trotz einer erwarteten Normalisierung des Preises ab 2024, 2025 verharret der Kohlepreis in Deutschland, Frankreich, Italien und Japan auch langfristig auf einem höheren Niveau als vor dem Ausbruch der Pandemie. In diesen Ländern ist zusätzlich eine leicht steigende Tendenz im Kohlepreis zu erwarten.

Mit Blick auf relative Verschiebungen ist wenig Bewegung erkennbar. Die Kohlepreise von Japan und Italien übersteigen seit 2017 die der USA, wobei die USA kurzfristig – 2022 – die günstigsten Kohlepreise der verglichenen Länder aufwies. Längerfristig werden sich der Kohlepreis in China und den USA angleichen und niedrigere Kohlepreise wird es lediglich in Spanien und Indien geben. Im Nachhaltigen Szenario würden die Kohlepreise in allen Ländern außer Indien deutlich über den Prognosen der Baseline liegen. Ab 2030 weicht auch das Szenario der Verzögerten Transition von der Baseline Prognose ab, und weist höhere Kohlepreise auf.

Um die beobachteten Effekte einordnen zu können, ist es jedoch auch wichtig, die Kohlenachfrage der jeweiligen Länder zu berücksichtigen. Es wird erwartet, dass diese zwischen 2020 und 2030 in China relativ konstant verlaufen wird. Das einzige Land mit einer prognostizierten steigenden Kohlenachfrage ist Indien. In allen anderen inklusive Deutschland Ländern fällt die Kohlenachfrage langfristig.

Der Energieträger mit der größten Bewegung im Preis über den Betrachtungszeitraum hinweg ist das Gas, dargestellt in Abbildung 24. Im Zeitraum 2015-2020 hielten sich die Gaspreise in den Weltregionen Europa, Asien und Amerika relativ konstant, wobei der Preis in Asien am höchsten und in Amerika am niedrigsten lag. Der europäische Gaspreis bewegte sich zwischen diesen beiden. Mit dem Ausbruch der Covid-19 Pandemie erreichte der Gaspreis in Europa seinen bisherigen Tiefpunkt. In den folgenden Quartalen stieg der Preis jedoch enorm an. Bereits vor Beginn des Russland-Ukraine Kriegs hatte sich der europäische Gaspreis etwa vervierfacht. Obwohl auch der ursprünglichste höchste asiatische Gaspreis im relevanten Zeitraum angestiegen ist, war der europäische Gaspreis im Herbst und Winter 2021 etwa doppelt so hoch.

Abbildung 24: Preisentwicklung Gas im internationalen Vergleich (2015-2030)



Notiz: Die historischen Daten enden in Q3, 2022. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Mit dem Ausbruch des Russland-Ukraine Kriegs verdoppelte sich in Europa der Preis bis zum dritten Quartal 2022 noch einmal. Auch in Asien ist ein leichter Anstieg des Gaspreises zu beobachten. Lediglich in Amerika scheint sich der Kriegsausbruch kaum ausgewirkt zu haben. Nachdem der Preis in Europa zunächst wieder fällt, wird eine weitere Steigerung des Preises bis Anfang 2024 erwartet, wobei auch hier der Höchstpreis vom Sommer 2022 nicht wieder erreicht wird. Danach wird ein starkes Absinken des Gaspreises erwartet, bis er sich ab der zweiten Hälfte 2025 wieder normalisiert. Auch in Asien wird nach dem Höchstwert in der ersten Jahreshälfte 2022 eine Normalisierung des Gaspreises erwartet.

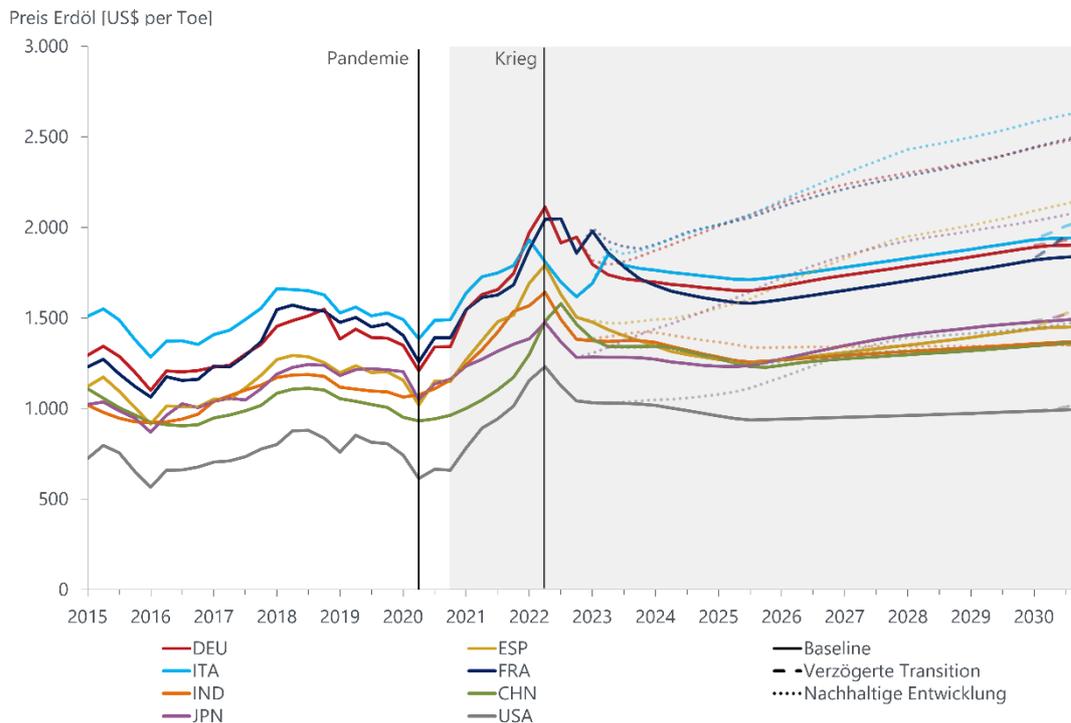
Insgesamt bewegt sich der europäische Gaspreis sowohl vor der Pandemie als auch in der längerfristigen Prognose im Mittelfeld zwischen Asien und Amerika. Sowohl die Pandemie als auch der Kriegsausbruch haben in Europa zu enormen Preisanstiegen für Gas geführt. Leichte Effekte dieser Ereignisse lassen sich auch an der Entwicklung des asiatischen Gaspreises erkennen; diese sind jedoch deutlich weniger stark ausgeprägt. In Amerika wirkten sich die Pandemie und der Kriegsausbruch am wenigsten auf die Gaspreise aus, dennoch erreicht auch hier der Preis sein Maximum zu Kriegsausbruch. In allen Regionen gibt es auch langfristig einen leichten Anstieg des Gaspreislevels nach oben. Auffällig ist, dass Gas der einzige Energieträger ist, bei dem der Preis im Szenario der *Nachhaltigen Entwicklung* unterhalb des Preises in der *Baseline* liegt. Das ist darauf zurückzuführen, da hier im Gegensatz zu den anderen Preisen keine CO₂ Bepreisung enthalten ist, da diese über die einzelnen Länder hinweg variiert. Angenommen, der Preis läge inklusive CO₂-Preis im *Nachhaltigen Szenario* höher als in der *Baseline* (siehe Abbildung 9, Abbildung 23, und Abbildung 25), würde dies zu einem geringeren Gasverbrauch im *Nachhaltigen Szenario* als in der *Baseline* führen. In der Konsequenz liegt der Gaspreis ohne CO₂-Preis hier niedriger als in der *Baseline*.

Die höchste Gasnachfrage haben die USA, wobei diese bis 2022 einen ansteigenden Trend aufweist und sich von dort an stabilisiert. Einen besonders starken Anstieg in der Nachfrage weist China auf. Bewegte sich das Land 2010 noch auf einem Level mit der Nachfrage in Japan, wird prognostiziert, dass sich die Nachfrage bis 2030 fast verdreifacht. Dennoch wäre die chinesische Nachfrage in diesem Fall lediglich halb so groß wie die der USA. Ebenfalls ein starker Anstieg wird für die Gasnachfrage von Indien erwartet. Die Nachfrage der betrachteten europäischen

Länder verläuft relativ konstant, weist jedoch einen leicht sinkenden Trend auf. Insbesondere in Japan ist ein klarer Rückgang in der Gasnachfrage bis 2030 erkennbar.

Abbildung 25 zeigt die Entwicklung des Erdölpreises im internationalen Vergleich zwischen 2015 und 2030. Die europäischen Länder haben hier über den betrachteten Zeitraum die höchsten Erdölpreise. Auffällig ist auch, dass die USA den mit Abstand niedrigsten Preis für Erdöl haben. Das Preisniveau bleibt vor dem Einsetzen der Pandemie in allen Ländern relativ konstant. Zu Beginn des Jahres 2020 ist dann in allen Ländern mit Ausnahme China und Indien ein kurzfristiger, aber deutlicher Einbruch des Preises infolge von Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie erkennbar. Im Herbst 2020 erholt sich der Preis allerdings wieder und steigt dann in allen Ländern konstant an bis zum Ausbruch des Kriegs 2022. Während der Erdölpreis in Italien bereits im ersten Quartal 2022 sein Maximum erreicht, ist dies für Deutschland, Frankreich, Spanien, Indien, Japan und die USA im zweiten Quartal der Fall. Lediglich der Preis in China erreicht sein Maximum erst im dritten Quartal 2022. Seitdem fielen die Preise bis 2023 wieder und stabilisieren sich von dort an langfristig.

Abbildung 25: Preisentwicklung Erdöl im internationalen Vergleich (2015-2030)



Notiz: Die historischen Daten für Indien und China enden in Q4, 2020. Die historischen Daten für Deutschland, Spanien, Frankreich, Italien, Japan und die USA enden in Q1, 2022. Das letzte Update der Daten wurde im Dezember 2022 vorgenommen.

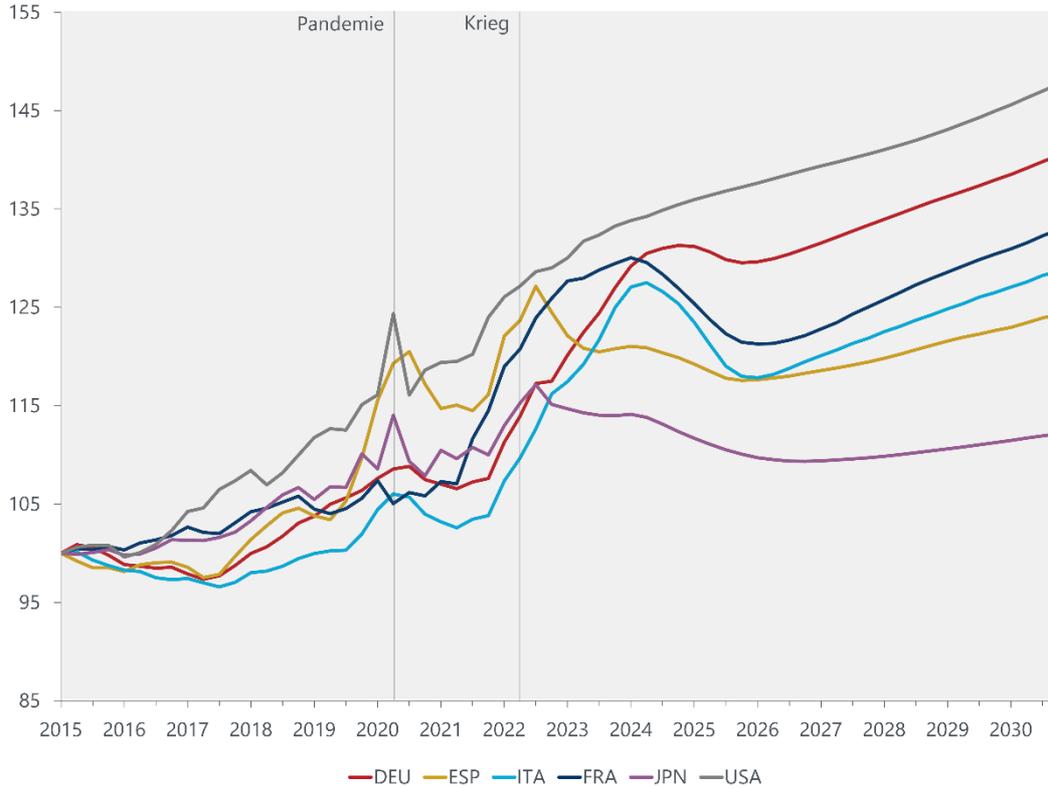
Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Ab 2025 wird dann insbesondere in den europäischen Ländern aber auch Japan wieder ein leichter Anstieg des Ölpreises erwartet. Auch hier weist das *Nachhaltige Szenario* deutlich höhere Ölpreise bis 2030 auf, die in den europäischen Ländern, Japan und den USA dann auch über dem jeweiligen bisherigen Höchstpreis 2022 liegen würden. Der Ölpreis in Deutschland bewegt sich über den Betrachtungszeitraum hinweg auf einem ähnlichen Niveau wie in Frankreich und Italien. Lediglich zum Jahreswechsel 2021/ 2022 lag der Ölpreis in Deutschland im Vergleich zu allen anderen Ländern am höchsten. Insgesamt zeigen sich damit keine großen relativen Verschiebungen: Deutschland, Frankreich und Italien bilden die Ländergruppe mit den höchsten Preisen für Erdöl, gefolgt von Indien, Spanien und Japan. China bewegt sich auf einem ähnlichen Niveau wie diese Länder, wobei der Ölpreis hier bis 2022 niedriger ist und sich bis 2030 dieser Ländergruppe angleicht. Lediglich die USA fallen durch einen außergewöhnlich niedrigen Preis für Erdöl auf. In den europäischen Ländern und Japan wird ein langfristiges Absinken der Ölnachfrage prognostiziert. Auch in den USA zeigt sich, dass langfristig ein tendenziell sinkender Trend erkennbar ist. Im Kontrast dazu, steigt die Nachfrage nach Erdöl sowohl in China als auch in Indien.

Während wir für viele Länder einen relativ starken (bspw. Japan) oder mildereren (Italien) Rückgang annehmen, bleiben die Lohnstück- und Energiekosten in Deutschland und den USA auf einem deutlich höheren Level (Abbildung 26), was auch teilweise durch einen Anstieg der Lohnkosten als Folge der hohen Kerninflation zu erklären ist.

Abbildung 26: Lohnstück- und Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe im internationalen Vergleich

Lohnstück- und Energiekosten,
Index [2015=100]



Notiz: Die Daten basieren auf Berechnungen und Prognosen von Oxford Economics. Das letzte Update der Daten wurde im Januar 2023 vorgenommen.

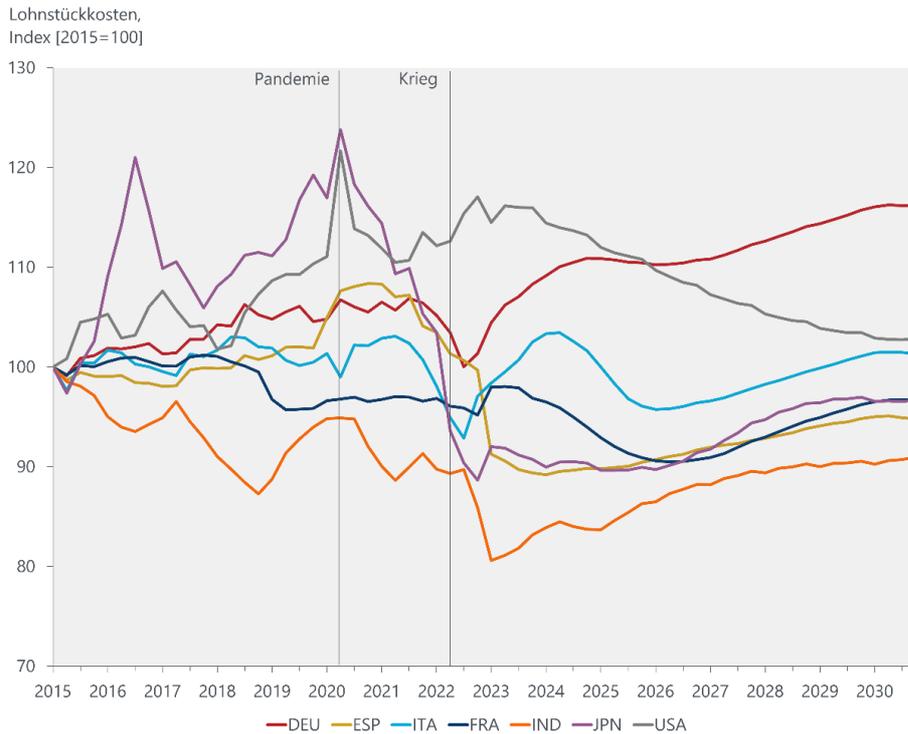
Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Das liegt an beiden Komponenten, sowohl die Lohnstückkosten⁶ in Deutschland (Abbildung 27) als auch die Energiekosten (Abbildung 28) sind durch den Krieg gestiegen und sollten sich auf einem höheren Niveau einpendeln. In den meisten Ländern im Vergleich fallen die Lohnkosten stärker im Prognosezeitraum als in Deutschland.

Energiepreise waren vor der Pandemie über alle gezeigten Länder hinweg größtenteils stabil. Nachdem die Pandemie zuerst zu einem Rückgang der Energiepreise aufgrund verminderter Nachfrage wegen Lockdowns geführt hat, kam es während der Erholung und insbesondere durch den Ausbruch des Krieges zu einem sprunghaften Anstieg. Für das Jahr 2023 und 2024 erwarten wir in Europa einen weiteren Anstieg der Energiepreise, während es in anderen Regionen (USA, Japan) keine weiteren Anstiege des Energiepreises geben dürfte. Wir erwarten jedoch, dass sich die Energiepreise langfristig in allen gezeigten Ländern auf einem höheren Niveau einpendeln sollten, d.h. kein dauerhaft stärkeres Wachstum der Energiepreise erfolgt. Auch die Wachstumsraten dürften sich zur Mitte des Jahrzehntes wieder stabilisieren. Wir erwarten auch keinen drastischen Wechsel in der relativen Wettbewerbsposition gegenüber den USA. Grund dafür ist unter anderem, dass in den USA die Lohnstückkosten stark gestiegen sind.

⁶ Lohnstückkosten: Lohnkosten je Arbeitnehmer im Verhältnis zur Arbeitsproduktivität je Erwerbstätigen.

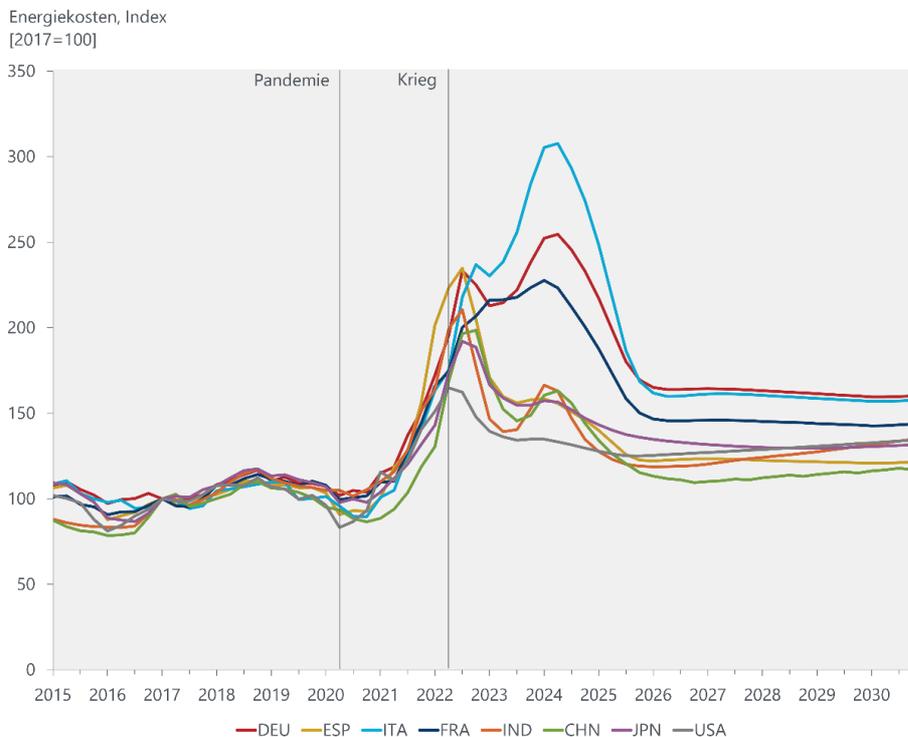
Abbildung 27: Lohnstückkosten im internationalen Vergleich



Notiz: Die historischen Daten für die USA enden in Q4, 1992. Die historischen Daten für Italien in Q4, 2021. Für Deutschland sind die letzten historischen Daten in Q2, 2022 verfügbar und für Frankreich, Spanien und Japan in Q3, 2022. Die Daten für Indien basieren auf Berechnungen und Prognosen von Oxford Economics. letzte Update der Daten wurde im Januar 2023 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Abbildung 28: Energiekosten im internationalen Vergleich



Notiz: Nachfragegewichteter Verbraucherpreisindex nach Steuern für Kohle, Erdöl, Erdgas und Elektrizität. Die Daten beruhen auf Berechnungen und Prognosen von Oxford Economics. Das letzte Update der Daten wurde im Januar 2023 vorgenommen.

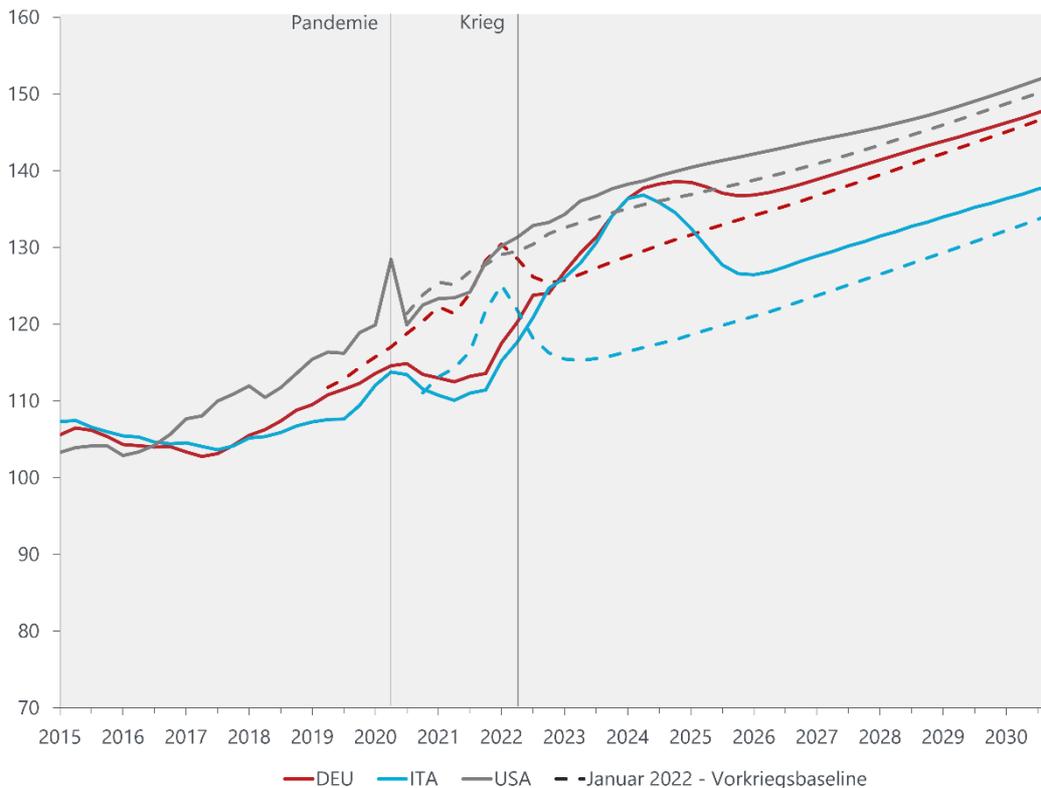
Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Das Wachstum der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands sollte sich mittelfristig wieder im gleichen Trend wie vor der Krise befinden.

In den Jahren 2015–2019 waren die Lohnstück- und Energiekosten in Deutschland und Italien relativ stabil, während sie in den USA einem Aufwärtstrend folgten. Durch Pandemie und Krieg gab es in Deutschland und Italien ein starkes Wachstum in den Lohnstück- und Energiekosten. Nach kurzfristig erhöhten Kosten erwarten wir eine moderate Verschiebung des Niveaus. Für den Prognose-Zeitraum erwarten wir für alle drei Länder ein stetiges Wachstum der Kosten (was vor der Pandemie in Deutschland und Italien wesentlich flacher war). Wichtig ist jedoch, dass wir bereits vor dem Krieg mit einem mittelfristigen Aufwärtstrend der Kosten gerechnet haben. Auch wenn es nun eine moderate Verschiebung im Niveau gibt, erwarten wir in keinem der drei Länder einen deutlichen schnelleren Anstieg der Kosten.

Abbildung 29: Entwicklung der Lohnstück- und Energiekosten im Verarbeitenden Gewerbe in Deutschland

Lohnstück- und Energiekosten,
Index [2015=100]



Notiz: Die Daten beruhen auf Berechnungen und Prognosen von Oxford Economics. Das letzte Update der Daten wurde im Januar 2023 vorgenommen.

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

Tabelle 2 stellt die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten verschiedener Indikatoren in den Zeitabschnitten 2016–2019, 2020–2021 und 2022–2025 im Vergleich zu Deutschland dar. So ist das BIP in Spanien beispielsweise in den Jahren 2016–2019 im Schnitt stärker gestiegen als in Deutschland.

Besonders mit Blick auf die Erzeugerpreise zeigt sich, dass diese in Deutschland in der Prognose stärker wachsen als in fast allen Vergleichsländern (außer Italien). Ein möglicher Grund könnten die präsentierten Prognosen sein, wonach die Strom- und Energiepreise in Deutschland auch langfristig vergleichsweise hoch bleiben. Das spiegelt sich auch in der Entwicklung der industriellen Produktion wider: Im internationalen Vergleich wird sie sich tendenziell in Zukunft schwächer entwickeln. Da Deutschland hier in den Jahren 2016 bis 2021 aber besonders stark war, könnte das zukünftig schlechtere Abschneiden auch durch ein Aufschließen der anderen Länder begründet sein. Das zeigt sich auch in der relativ positiven Entwicklung der Exporte: Während Deutschland in den vergangenen Jahren ein relativ starkes Exportwachstum verzeichnen konnte, ist in den kommenden Jahren eher mit einem relativ schwächeren Exportwachstum zu rechnen, bei dem die anderen Länder aufholen.

Die genannten Indikatoren könnten also ein Hinweis darauf sein, dass die deutsche Industrie unter den relativ stark steigenden Energiepreisen leidet bzw. die anderen Länder im relativen Vergleich aufholen. Dennoch ist es fraglich,

inwiefern sich diese Entwicklung auf die gesamtdeutsche Wirtschaft auswirkt. So weisen bspw. weder BIP, noch die Investments (Investments Total, Investments Privat, Foreign Direct Investments, einwärts) oder die Produktivität auf eine gesamte Schwächung der deutschen Wirtschaft hin.

Weiterhin finden wir keine klaren Indizien, dass die alleinige Erhöhung der Energiepreise zu einem Investitionsrückgang noch -anstieg führt.

Tabelle 2: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten ausgewählter Indikatoren, Deutschland im internationalen Vergleich (2016–2025)

Location	BIP			Ind. Produktion*			Arbeitslosenquote			Investment Total			Investment Privat		
	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025
Deutschland	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Spanien	▲	▼	▲	▲	▲	▼	▼	▼	▼	▲	▼	▲	▲	▼	▲
Frankreich	▼	▲	▲	▲	▼	▲	▲	▼	▲	▲	▲	▼	▲	▲	▼
Italien	▼	▼	▼	▲	▲	▼	▲	▼	▲	▼	▲	▲	▲	▲	▼
China	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▼	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
Indien	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▼	▲	▼	▲	▲	▲	▲	▼	▲
Japan	▼	▼	▲	▼	▼	▼	▼	▲	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▲
USA	▲	▲	▼	▲	▲	▼	▼	▲	▼	▲	▲	▼	▲	▲	▼

Location	Exporte			Exporte, % BIP			FDI, einwärts**			Erzeugerpreis***			Produktivität		
	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025	2016-2019	2020-2021	2022-2025
Deutschland	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Spanien	▲	▼	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▼	▲	▼	▼	▲	▼
Frankreich	▲	▼	▲	▲	▼	▲	▲	▲	▼	▼	▼	▼	▼	▲	▼
Italien	▼	▼	▲	▲	▲	▲	▲	▼	▼	▼	▼	▲	▼	▲	▲
China	▲	▲	▼	▼	▲	▼	▼	▲	▼	▲	▼	▼	▲	▲	▲
Indien	▲	▲	▲	▼	▲	▼	▼	▼	▲	▲	▲	▼	▲	▲	▲
Japan	▼	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▲
USA	▼	▼	▲	▼	▼	▼	▼	▲	▼	▲	▼	▼	▲	▲	▼

Notiz: Die Tabelle zeigt, wie sich unterschiedliche Indikatoren im Vergleich zu Deutschland entwickelt haben. Dabei wurden die durchschnittlichen Wachstumsraten der Zeiträume 2016–2019, 2020–2021 und 2022–2025 jeweils mit den deutschen Wachstumsraten Vgl. n. Steht dabei für eine durchschnittliche Wachstumsrate des jeweiligen Indikators, die größer als die deutsche ist, während für eine geringere Wachstumsrate steht. Die historischen Daten für die Industrielle Produktion enden in Q3, 2022. Das letzte Datenupdate fand im Januar 2023 statt. Die historischen Daten für die Arbeitslosenquote enden in China in Q4, 2020, in Japan, den USA, Spanien, Frankreich und Deutschland in Q3, 2022 und in Italien in Q2, 2022. Die Daten wurden zuletzt im Dezember 2022 aktualisiert. Die Daten zum BIP, den Investments total, den privaten Investments und den Exporten werden von Oxford Economics berechnet und prognostiziert. Die letzte Aktualisierung fand im Dezember 2022 statt. Die historischen Daten zum Anteil der Exporte am BIP enden in Q3, 2022 und wurden im Januar 2023 zuletzt aktualisiert. In China, Indien, Japan und den USA enden die historischen Daten zu den Foreign Direct Investments, Inward in Q3, 2022. In Deutschland, Frankreich und Italien enden sie in Q2, 2022. Das letzte Update wurde im Januar 2023 vorgenommen. Der historischen Daten zum Erzeugerpreisindex enden in Q3, 2022 und wurden im Januar 2023 zuletzt aktualisiert. Die historischen Daten zur Produktivität enden in China in Q4, 2020, in Deutschland und Spanien in Q3, 2022 und in Italien in Q3, 2022. Hier wurden die Daten im Dezember 2022 zuletzt aktualisiert.

*Industrielle Produktion, **Ausländische Direktinvestitionen, einwärts, ***Erzeugerpreisindex

Quelle: Oxford Economics / Haver Analytics

3.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit

Die Analyse zeigt, dass die Energie- und Strompreise in Deutschland im internationalen Vergleich relativ hoch sind. Obwohl das in gewissem Maße auch schon vor der Pandemie der Fall war, zeigen die Prognosen, dass sich der Abstand zu den Vergleichsländern eher erhöhen wird.

Auch von den Preisanstiegen seit 2021 war Deutschland vergleichsweise stark betroffen. Ein unmittelbarer Effekt auf die Nachfrage konnte nicht festgestellt werden – sie scheint zumindest in der kurzen Frist relativ unelastisch zu sein. Zudem konnten **weder deutliche Hinweise auf eine Abwanderung noch ein Anziehen der Investitionen in Strom- und Energieeffizienz** festgestellt werden. Somit bestätigen die dargestellten Analysen die Aussage aus dem Hauptgutachten: Preissteigerungen allein führen nicht zu einer signifikanten Abwanderung. Der exogene Energiepreisschock bietet aufgrund der Unsicherheit bzgl. der weiteren Entwicklung noch nicht genügend Anreiz für Investitionen in die Energieeffizienz. Einschränkend muss hier jedoch ergänzt werden, dass der betrachtete Zeitraum vergleichsweise kurz ist, sodass das Ausbleiben dieser Effekte mittel- und langfristig nicht ausgeschlossen werden kann. Weiterhin gibt es in der Literatur und in der deskriptiven Analyse des letzten Energiepreisschocks **keine eindeutige empirische Evidenz** dafür, ob höhere Strom- und Energiepreise die internationale **Wettbewerbsfähigkeit** der deutschen Wirtschaft **bedrohen**.⁷

Die vorliegenden Daten deuten demnach darauf hin, dass die **Lenkungswirkung der marktgetriebenen Preissteigerungen eher schwach** ist. Das könnte jedoch auch auf die **Erwartung** zurückzuführen sein, dass die **Strom- und Energiepreise langfristig wieder sinken**, oder läßt sich mit **Trägheitseffekten** in den Unternehmen begründen.

Wie bereits beschrieben kann mit Blick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit festgestellt werden, dass die Energie- und Strompreise in Deutschland auch in der Vergangenheit schon vergleichsweise hoch waren. Die Pandemie und der Kriegsausbruch haben diese Entwicklung nochmal verstärkt. Obwohl langfristig eine leichte Erholung der Preise vom aktuellen Schock zu erwarten ist, werden die deutschen Strom- und Energiekosten auch in den kommenden Jahren relativ hoch bleiben, wobei der Abstand zu den anderen untersuchten Ländern tendenziell eher zunimmt. Die hohen Preise sind jedoch zumindest teilweise politisch beabsichtigt, um Schäden, die durch den Ausstoß von Treibhausgasen entstehen, zu internalisieren.

Inwieweit sich die Strom- und Energiepreise auf die deutsche Wettbewerbsfähigkeit auswirken, ist nicht eindeutig zu beantworten und hängt von vielen Faktoren ab. Die dargestellten Prognosen könnten darauf hindeuten, dass die gesamtdeutsche Wettbewerbsfähigkeit nicht leiden wird. Mit Fokus auf die Industrie kann eine Schwächung der Wettbewerbsfähigkeit jedoch nicht ausgeschlossen werden.⁸ Demnach würden sich Verschiebungen in der Struktur der deutschen Volkswirtschaft ergeben. Die Einordnung einer solchen Verschiebung muss sowohl wirtschafts- als auch klimapolitisch entschieden werden. Inwiefern die Industrie mit Carbon Leakage reagiert, hängt aber auch stark von weiteren Faktoren ab, insbesondere, wie die Preiserwartungen sind, wie stringent die Wettbewerber ihre Klimaschutzziele verfolgen, welche Rolle andere Standortfaktoren spielen und wie mobil das Kapital der betroffenen Unternehmen ist.

Insgesamt bestätigt die Analyse somit die Kernaussagen des Hauptgutachtens: Langfristig kann die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Produzierenden Gewerbes in Deutschland nachhaltig nicht durch Steuerentlastungen, sondern nur durch massive Energieeffizienzinvestitionsbestreben der Industrie gewährleistet werden. Zudem können auch Anreize zur Herstellung und Nutzung grüner Energie dabei helfen, den verbleibenden Verbrauch günstig zu beziehen.

Daher sollte der politische Fokus auf die Incentivierung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen im Produzierenden Gewerbe gerichtet werden. Die Energie- und Stromsteuer trägt hierzu bei. Aktive Steuerentlastungen sollten nur punktuell und nur in Wirtschaftsbereichen eingesetzt werden, tatsächlich wesentlich durch den internationalen Wettbewerb bedroht sind.

⁷ Eine kürzlich veröffentlichte Untersuchung von Graevenitz und Rottner (ZEW 2022) zeigt, dass das Produzierende Gewerbe in Deutschland bei einem Anstieg der durchschnittlichen Netzentgelte um einen Cent diese zu einem Rückgang der Strombeschaffung um etwa 3 % führt. Gleichzeitig wurden jedoch keine signifikanten Auswirkungen auf Umsätze, Investitionen oder Kapitalstock gefunden.

⁸ Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Industrie bisher weitgehend von der CO₂-Bepreisung im europäischen Emissionshandel ausgenommen ist und künftig in Branchen, die stärker einbezogen werden ein CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) implementiert wird.

4 Zielgenauigkeit der Steuerentlastungen

Das Hauptgutachten kommt zum Ergebnis, dass die geltenden Entlastungen nicht zielgenau ausgestaltet sind, da sie pauschal für alle UPG gelten, unabhängig von ihrer Energiekostenbelastung und Wettbewerbssituation, obwohl die Steuerentlastung mit dem Schutz vor internationalen Wettbewerbsnachteilen begründet wird. Dadurch werden zum einen Mitnahmeeffekte generiert und andererseits kommt das Preissignal bei weniger Unternehmen an und schwächt dadurch die mit der ökologischen Steuerreform beabsichtigte Lenkungswirkung hin zu einem sparsamen Umgang mit Energie. Im Gutachten schlagen wir daher eine Begrenzung auf Sektoren und Unternehmen vor, die sowohl im internationalen Wettbewerb stehen als auch energieintensiv sind. Dazu werden Kriterien vorgeschlagen, nach denen diese Begrenzung objektiv und nachvollziehbar erfolgen kann.

- Der im Hauptgutachten für die vertiefte Analyse ausgewählte Reformvorschlag 3b sieht eine Zusammenführung von allgemeiner Entlastung und Spitzenausgleich in einer novellierten Regelung vor. Zur Eingrenzung des Begünstigtenkreises auf Sektorebene wird vorgeschlagen, die Listen der Carbon-Leakage-Verordnung BECV (Energiesteuer) und der BesAR des EEG (Stromsteuer) zu verwenden (Sektorkriterium).
- Gemäß des Reformvorschlags sind Unternehmen aus diesen Sektoren entlastungsberechtigt, sofern sie eine Mindestschwelle bei der Stromintensität (SI = 1,8 MWh/1.000 Euro BWS), beziehungsweise Energieintensität (EI = 30 GJ/1.000 Euro BWS) erreichen (Unternehmenskriterium).
- Der Umfang der Entlastung hängt davon ab, ob Unternehmen Effizienz- bzw. Klimaschutzmaßnahmen umsetzen oder nicht. Ist dies der Fall (Tatbestand 1), beträgt die Entlastung pauschal 75% der gezahlten Energie- und Stromsteuer. Sind keine Maßnahmen umsetzbar (Tatbestand 2), hängt die Entlastung von der Strom- bzw. Energieintensität auf Unternehmensebene ab.
- Bei der Stromsteuer erhalten Unternehmen gemäß des Reformvorschlags eine Entlastung ab einer Stromintensität von mindestens 1,8 MWh/1.000 Euro BWS. Diese Mindestschwelle entspricht bei durchschnittlichen Strompreisen in den Jahren 2019/2020 einer Stromkostenintensität von circa 20% (bezogen auf die BWS) und war somit angelehnt an die Regelungen bei der BesAR.
- Die gleiche Logik gilt auch für die Energiesteuerentlastung. Der Schwellenwert, ab dem Entlastungen greifen, liegt bei 30 GJ/1.000 Euro BWS und entspricht einer Kostenbelastung von circa 20% (bezogen auf die BWS) unter der Berücksichtigung der durchschnittlichen Erdgaspreise der Jahre 2019/2020.
- Vorteil einer Verwendung der SI/EI anstelle der SKI/EKI ist, dass mögliche Manipulationen bei den Stromkosten vermieden werden und keine Doppelzählung (im Zähler steigen die Stromkosten mit steigenden Strompreisen, im Nenner senken sie die BWS, da sie zu den Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen gezählt werden) erfolgt (vgl. FÖS u. a. 2019).

Infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine und der Einstellung russischer Gaslieferung nach Deutschland sind die Strom- und Energiepreise in Deutschland (und Europa) stark gestiegen. Insbesondere der Anstieg der Beschaffungspreise für Erdgas hat zu einer höheren Kostenbelastung für Unternehmen geführt. Während vor der Energiepreiskrise das Energie- und Strompreisniveau für Unternehmen entscheidend davon abhing, ob geltende Entlastungsregelungen in Anspruch genommen werden konnten, sind nun die Beschaffungskosten der dominierende Faktor. Das bedeutet, dass Unternehmen, die im Reformvorschlag nicht entlastungsberechtigt sind, weil sie unter der – 2019/2020 – auf Kosten umgerechnet durchschnittlichen Belastung von 20% liegen, unter Maßgabe der neuen Strom- und Gaspreise nun berechtigt wären, würde die SKI/EKI angewendet. Da aber die SI/EI als Kriterium angewendet wird, fallen sie weiterhin nicht unter die Regelung.

- Im Folgenden werden daher die Schwellenwerte für die Strom- und Energieintensität an das durchschnittliche Preisniveau aus dem Jahr 2022 angepasst (Variante 1). Hinsichtlich der Stromsteuer verringert sich unter Berücksichtigung des gestiegenen Preisniveaus die Mindestschwelle der Stromintensität auf 1,1 MWh/1.000 Euro BWS. Dieser Schwellenwert entspricht im Zusammenhang mit dem durchschnittlichen Strompreisniveau von 2022 einer Stromkostenintensität von circa 20%. Analog reduziert sich durch den Anstieg des Energiepreisniveaus der Schwellenwert für die Energieintensität auf 13 GJ/1.000 Euro BWS.
- In einem weiteren Schritt wird zusätzlich das Sektorkriterium bei der Stromsteuer angepasst (Variante 2), um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die BesAR-Listen mittlerweile nicht mehr angewendet werden und im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) stattdessen Branchenlisten aufgeführt sind, die aus den in 2022 in Kraft getretenen Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) entnommen sind.

Exkurs Ermittlung der Stromkostenintensität (SKI) nach BesAR und Schwellenwerte im EnFG

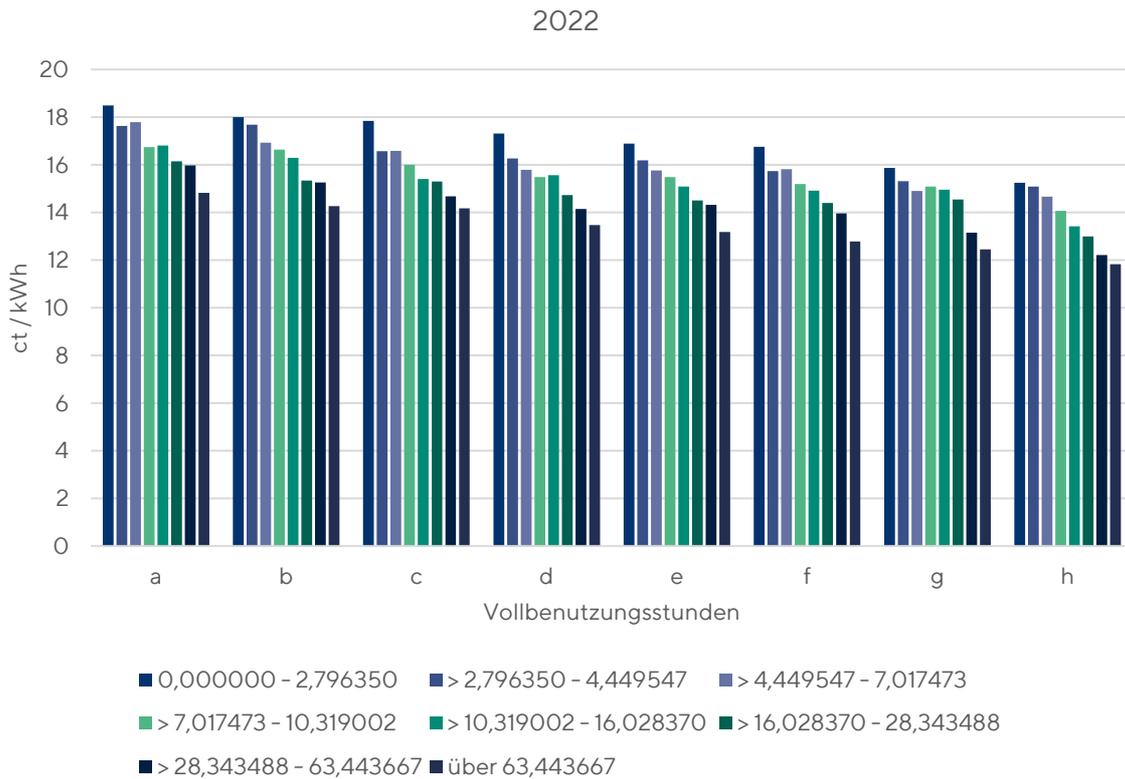
Die Begrenzung der EEG-Umlage (Besondere Ausgleichsregelung) war u.a. abhängig von der Stromkostenintensität des Unternehmens. Die Regelung sah dazu folgendes vor⁹:

- Unternehmen sind antragsberechtigt, wenn ihre Stromkostenintensität (SKI) einen Schwellenwert überschreitet. Die Stromkostenintensität ist definiert als das Verhältnis der für das Unternehmen maßgeblichen Stromkosten zum arithmetischen Mittel der Bruttowertschöpfung aus den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle 2021).
- Der Schwellenwert hängt von der Zuordnung des Unternehmens zu einem Wirtschaftszweig ab. Die Wirtschaftszweige sind in Anlage 4 des EEG (bis EEG 2021) aufgeführt und basieren auf den in den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) als beihilfeberechtigt ermittelten Sektoren. Bei besonders strom- und handelsintensiven Unternehmen beträgt der Schwellenwert **14%**, ansonsten **20%**.
- Die Umlage wird für die entlastungsberechtigten Unternehmen oberhalb des Selbstbehalts von 1 GWh/a auf 15% begrenzt, d.h. die Entlastungshöhe beträgt im Regelfall für diese Strommengen 85%.
- Gleichzeitig darf die Höhe der zu zahlenden Umlage jedoch nicht mehr betragen als 0,5% der Bruttowertschöpfung des Unternehmens, sofern die SKI mindestens 20% beträgt und 4% der Bruttowertschöpfung, sofern die SKI des Unternehmens weniger als 20% beträgt. Des Weiteren erfolgt die Begrenzung nur so weit, dass für den Stromanteil über 1 GWh im Regelfall mindestens 0,1 Cent/kWh an EEG-Umlage zu zahlen ist.
- Die Berechnung der Strompreise ist seit 2016 aufgrund EU-beihilferechtlicher Vorgaben für eine objektive und transparente Berechnung in der Verordnung zur Berechnung der durchschnittlichen Strompreise für die Besondere Ausgleichsregelung nach dem EEG (Besondere-Ausgleichsregelung-**Durchschnittsstrompreis-Verordnung – DSPV**)¹⁰ geregelt. Hierdurch soll verhindert werden, dass die Stromkostenintensität eines Unternehmens durch Preisgestaltungen beim Strompreis künstlich erhöht wird. Grundlage für die Berechnung sind dabei die über eine Gruppe vergleichbarer Unternehmen gemittelten Strompreise. Sie enthalten gemäß § 3 Abs. 4 DSPV jeweils die volle EEG-, KWKG-, und Offshore-Netzzumlage des vorangehenden Jahres, d.h. unabhängig davon, in welcher Höhe diese tatsächlich gezahlt wurden. Unterstellt wird für die Berechnung der Stromkostenintensität die sog. Fiktion der Nichtbegünstigung. Dadurch kann sich ein Unternehmen mit Blick auf seine Stromkostenbelastung so stellen, als wäre die EEG-Umlage im Nachweiszeitraum nicht durch die BesAR begrenzt worden. Antragstellende Unternehmen werden dann anhand ihrer Strombezugsmenge in acht gleich große Gruppen eingeteilt. Im nächsten Schritt wird weiter nach Vollbenutzungsstunden unterteilt, so dass sich insgesamt 64 Gruppen ergeben. Dabei zeigt sich, dass die durchschnittlichen Strompreise mit zunehmenden Vollbenutzungsstunden und Strommengen sinken.
- Die Unternehmen ordnen sich dann einer betreffenden Gruppe zu und müssen den für diese Gruppe verwendeten Strompreis für die Berechnung der Stromkostenintensität verwenden.

⁹ Während der Coronapandemie und mit Blick auf die Absenkung der EEG-Umlage galten teils veränderte Anforderungen, die hier nicht dargestellt sind.

¹⁰ https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/durchschnittsstrompreisverordnung.pdf?__blob=publication-file&v=6

Abbildung 30: Durchschnittliche Strompreise im Antragsverfahren 2022 (ct/kWh)



Quelle : eigene Darstellung FÖS nach BAFA 2022. Dargestellt sind die durchschnittlichen Strompreise in ct/kWh nach Vollbenutzungsstunden (acht verschiedene Kategorien von < 1.574 h/a bis > 7.000 h/a) und Strombezugsmenge/umlagenpflichtiger Eigenverbrauch in GWh/a (von < 2,79 GWh/a bis > 63,44 GWh/a)

Im Energiefinanzierungsgesetz EnFG stellt die Stromkostenintensität kein Kriterium mehr dar für die Antragsberechtigung von Unternehmen. Maßgeblich ist lediglich die Zuordnung zu den im Gesetz in Anlage 2 genannten stromkosten- oder handelsintensiven Branchen. Diese basieren wiederum auf den Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 der EU.

Tabelle 3: Übersicht Regelungen zur Antragsberechtigung in der BesAR und im EnFG

	BesAR	EnFG
Schwelle Stromkostenintensität (SKI)	14% für Unternehmen zugehörig zu Branchen der Liste 1 Anlage 4 EEG 20% für Unternehmen zugehörig zu Branchen der Liste 2 Anlage 4 EEG	
„Cap“	Verbleibende Umlage: max. 4% der BWS bzw. 0,5% der BWS bei SKI von mind. 20%	Verbleibende Umlage: max. 0,5% der BWS für Unternehmen zugehörig zu Branchen der Liste 1 Anlage 2 EnFG max. 1% der BWS für Unternehmen zugehörig zu Branchen der Liste 2 Anlage 2 EnFG (0,5% bei Einsatz EE)
Berechnung SKI	SKI = maßgebliche Stromkosten / arithmetisches Mittel der BWS der letzten drei Geschäftsjahre Maßgebliche Stromkosten = durchschnittlicher Strompreis * arithmetisches Mittel Stromverbrauch letzten drei Geschäftsjahre Durchschnittlicher Strompreis = entsprechend Strombezugsmenge und Vollbenutzungsstunden des letzten Geschäftsjahres, Werte aus der Durchschnittsstrompreisverordnung	

Quelle: eigene Darstellung FÖS

Die Berechnung der Stromkostenintensität erfolgte bei der BesAR seit 2016 anhand durchschnittlicher Strompreise, um zu vermeiden, dass die Stromkostenintensität eines Unternehmens durch Preisgestaltungen beim Strompreis künstlich erhöht wird. Dabei wurde jedoch die volle EEG-Umlage angesetzt (sog. Fiktion der Nichtbegünstigung), so dass im Ergebnis Unternehmen bessergestellt waren, deren EEG-Umlage begrenzt worden war. Deren Stromkostenintensität lag im Ergebnis durch das Verfahren höher als sie tatsächlich war. Andererseits wären sie bei Herausfallen aus der Begrenzung ggf. im Folgejahr wieder begrenzt worden, da durch Zahlung der vollen EEG-Umlagen die SKI wieder über den Schwellenwert gestiegen wäre. Dies zeigt die Schwierigkeiten auf, die sich durch die Nutzung der SKI als Kriterium ergeben können.

4.1 Anpassung der SI/EI an Entwicklung der Beschaffungspreise

In Tabelle 4 ist dargestellt, wie viele Unternehmen bzw. Strommengen in den begünstigten Sektoren (2-Steller) nach der Anpassung der Stromkostenintensität (1,1 MWh/1.000 Euro BWS) weiterhin entlastungsberechtigt wären und in welchem Umfang Entlastungen in Anspruch genommen würden. Die Ergebnisse sind nach Entlastungstatbestand 1 (75%-Entlastung bei Nachweis von Klimaschutzinvestitionen) bzw. Entlastungstatbestand 2 (Entlastungshöhe abhängig von der individuellen Stromintensität des Unternehmens) differenziert.

Tabelle 4: Angepasster Reformvorschlag 3b (Variante 1, StromSt): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (SI: 1,1 MWh/1.000 Euro)

WZ 2003 (2-Steller)	Bezeichnung	MWh Strom (2017)	Anzahl Unternehmen	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 1	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 2
10	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	726.911	2	11,17	9,02
11	Gewinnung von Erdöl und Erdgas und verbundene Dienstleistungen	595.371	2	9,15	3,44
13	Erzbergbau	2.622	2	0,04	0,03
14	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	863.752	63	13,23	9,36
15	Ernährungsgewerbe	9.445.359	340	144,97	90,94
17	Textilgewerbe	892.575	55	13,68	7,98
19	Ledergewerbe	23.964	2	0,37	0,12

20	Holzgewerbe (ohne Möbel)	2.461.631	40	37,82	32,61
21	Papiergewerbe	16.941.586	115	260,39	230,45
22	Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	914.917	37	14,04	8,58
23	Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen	3.632.470	3	55,85	21,45
24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	20.282.433	95	311,77	271,51
25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	6.266.466	186	96,21	57,61
26	Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	8.048.953	126	123,66	92,04
27	Metallerzeugung und -bearbeitung	20.555.514	195	315,89	274,17
28	Herstellung von Metallerzeugnissen	4.354.270	298	66,72	39,59
29	Maschinenbau	3.693.246	71	56,73	38,03
30	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen	28.377	1	0,44	0,18
31	Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	1.286.431	42	19,75	14,63
32	Rundfunk- und Nachrichtentechnik	1.518.020	16	23,33	18,26
33	Medizin-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik, Herstellung von Uhren	1.078.081	9	16,57	11,40
34	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	10.133.554	42	155,77	76,63
35	Sonstiger Fahrzeugbau	518.472	7	7,97	2,50
36	Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen	381.516	24	5,85	2,94
Summe		114.646.491	1.773	1.761,36	1.313,46

Quelle: eigene Darstellung FÖS auf Grundlage von Daten der Generalzolldirektion

Im Ergebnis erhöht sich die Anzahl der begünstigten Unternehmen und somit auch die entlastungsfähigen Strommengen. Insgesamt erweitert sich der Kreis der antragsberechtigten Unternehmen auf 1.773 (+73%) und die als Bemessungsgrundlage für die Anwendung des Kompensationsgrades dienende Strommenge auf etwa 115 TWh (+20%) (gegenüber 1.025 Unternehmen und 96 TWh, vgl. Anhang I).

Durch die Anwendung der niedrigeren Stromintensität steigen zudem die maximalen Entlastungsvolumina für beide Tatbestände. Für den Tatbestand 1 erhöht sich durch das angepasste Unternehmenskriterium das maximale Entlastungsvolumen von etwa 1,5 Mrd. Euro auf knapp 1,8 Mrd. Euro. Der Anstieg des Entlastungsvolumens ist hierbei aufgrund der pauschalen Stromsteuerentlastung von 75% ausschließlich auf die zusätzlich entlastungsberechtigten Unternehmen mit einer Stromintensität zwischen 1,1 und 1,8 MWh/1.000 Euro BWS zurückzuführen. Das maximale Entlastungsvolumen für den Tatbestand 2 erhöht sich ebenfalls von etwa 1,2 Mrd. Euro auf circa 1,3 Mrd. Euro. Die Gründe hierfür können neben der gestiegenen Anzahl der begünstigten Unternehmen auch höhere Entlastungen für Unternehmen (mit einer Stromintensität von über 1,8 MWh/1.000 Euro BWS) sein. Durch die Absenkung der Mindestschwelle der Stromintensität steigen somit die maximalen Entlastungsvolumina um etwa 19% für den Tatbestand 1 und um knapp 13% für den Tatbestand 2.

Tabelle 5 zeigt, wie sich die Anpassung des Unternehmenskriteriums der Energieintensität (13 GJ/1.000 Euro BWS) auf die Anzahl der begünstigten Unternehmen bzw. Energiemengen auswirken würde. Die Ergebnisse sind ebenfalls nach Entlastungstatbestand 1 (75%-Entlastung bei Nachweis von Klimaschutzinvestitionen) bzw. Entlastungstatbestand 2 (Entlastungshöhe abhängig von der individuellen Strom-/Energieintensität des Unternehmens) differenziert.

Tabelle 5: Angepasster Reformvorschlag 3b (Variante 1, EnergieSt): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (EI ab 13 GJ/1.000 Euro)

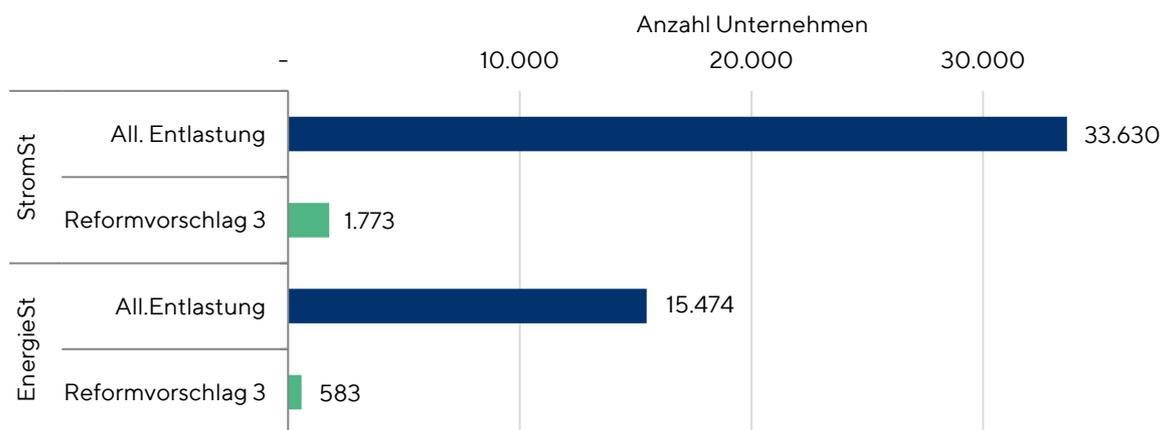
WZ 2003 (2-Steller)	Bezeichnung	PJ-Energie (2017)	Anzahl Unternehmen	Maximale Entlastungsvolumen EnergieSt (Mio. Euro) Tatbestand 1	Maximale Entlastungsvolumen EnergieSt (Mio. Euro) Tatbestand 2
14	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	0,64	5	0,74	0,40
15	Ernährungsgewerbe	35,72	148	40,85	18,13
17	Textilgewerbe	3,45	30	3,93	1,63
20	Holzgewerbe (ohne Möbel)	4,85	11	5,55	3,08
21	Papiergewerbe	26,13	46	29,92	16,06
24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	35,26	39	40,39	22,01
25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	3,58	19	4,09	1,31
26	Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	4,70	125	5,32	3,01
27	Metallerzeugung und -bearbeitung	10,91	72	12,47	8,27
28	Herstellung von Metallerzeugnissen	2,82	75	3,19	1,23
29	Maschinenbau	2,05	6	2,35	1,02
31	Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	0,34	4	0,39	0,14
33	Medizin-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik, Herstellung von Uhren	1,37	3	1,57	0,58
Summe		131,83	583	150,75	76,86

Quelle: eigene Darstellung FÖS auf Grundlage von Daten der Generalzolldirektion

Die niedrigere Mindestschwelle der Energieintensität führt ebenfalls dazu, dass der Kreis der begünstigten Unternehmen und die entlastungsfähigen Energiemengen ansteigen. Insgesamt erhöht sich die Anzahl der entlastungsberechtigten Unternehmen um mehr als die Hälfte von 203 auf 583 und die entlastungsfähigen Energiemengen von etwa 85 PJ auf circa 132 PJ (vgl. im Anhang I). Zudem steigen somit die maximalen Entlastungsvolumina an. Für den Tatbestand 1 steigt das Entlastungsvolumen von etwa 98 Mio. Euro auf circa 151 Mio. Euro an und für den Tatbestand 2 von knapp 51 Mio. Euro auf circa 77 Mio. Euro. Durch die Absenkung der Mindestschwelle der Energieintensität steigen somit die maximalen Entlastungsvolumina um etwa 55% für den Tatbestand 1 und um knapp 51% für den Tatbestand 2.

Zwar erhöht sich durch die Absenkung der Strom- und Energieintensität die Anzahl der begünstigten Unternehmen gegenüber dem Reformvorschlag des Hauptgutachtens. Dennoch reduziert sich die Anzahl gegenüber den aktuell geltenden Entlastungsregelungen deutlich. Im Fall der Stromsteuer wird sich der Begünstigtenkreis um etwa 95% und im Fall der Energiesteuer um circa 96% reduzieren (siehe Abbildung 31).

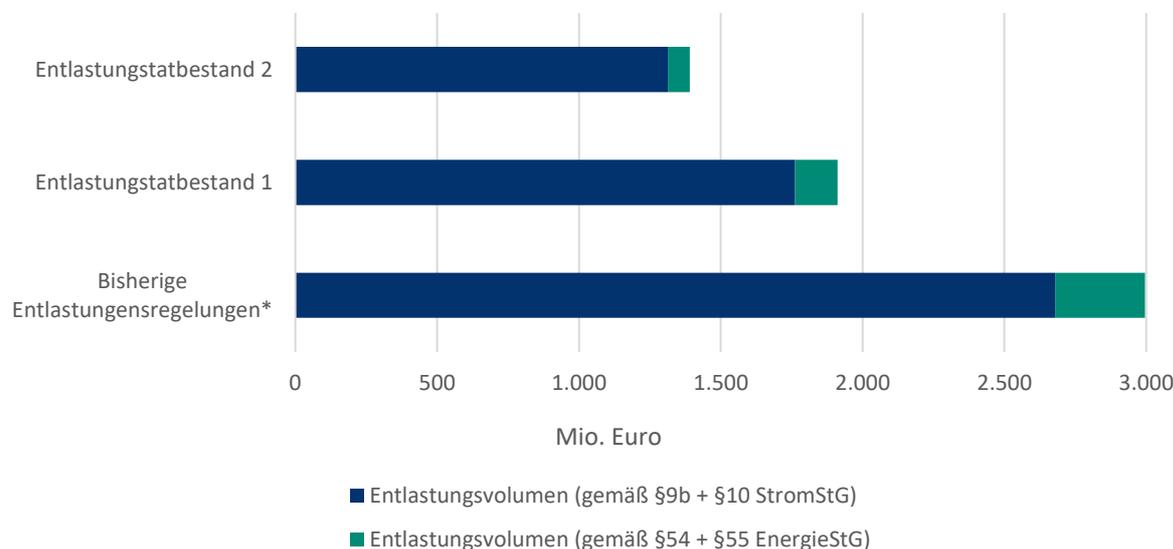
Abbildung 31: Vergleich Anzahl entlastungsberechtigte Unternehmen gemäß geltender Regelungen und des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Bezugsjahr: 2017)



Quelle: eigene Darstellung FÖS

Abbildung 32 zeigt, dass sich die maximalen Entlastungsvolumina im Vergleich zu den bisherigen Entlastungsvolumina auch bei Anwendung der niedrigeren SI/EI-Schwellenwerte deutlich verringern. Das Entlastungsvolumen reduziert sich im Maximalfall, d.h. wenn alle Unternehmen den Tatbestand 1 nutzen, um knapp 37% auf circa 1,9 Mrd. Euro. Im Minimalfall, d.h. wenn ausschließlich der Tatbestand 2 in Anspruch genommen wird, verringert sich das Entlastungsvolumen um mehr als die Hälfte von etwa 1,4 Mrd. Euro. Da von einer Inanspruchnahme beider Tatbestände auszugehen ist, wird das tatsächliche Entlastungsvolumen innerhalb dieser Bandbreite liegen.

Abbildung 32: Vergleich des Umfangs der geltenden Entlastungsregelungen und der Entlastungstatbestände des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Bezugsjahr: 2017)

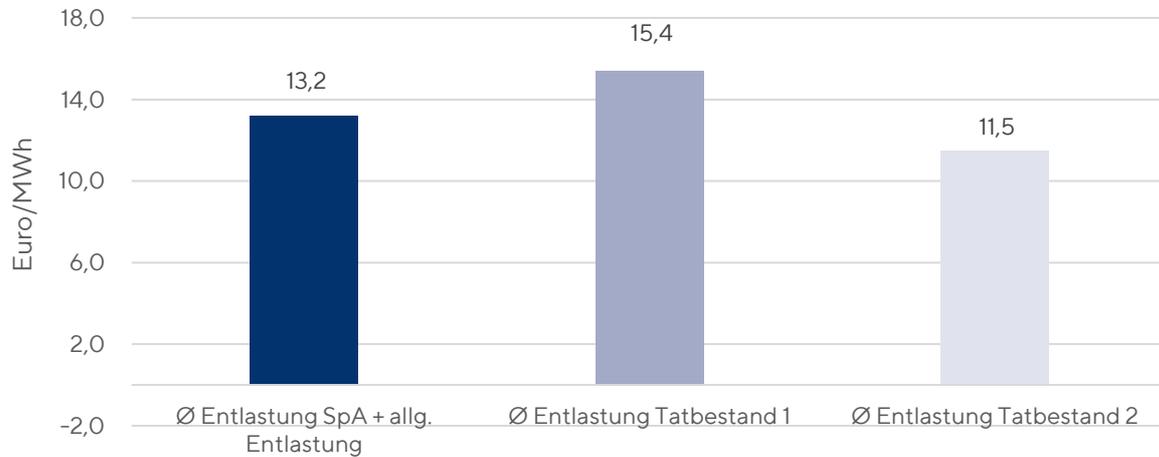


Quelle: eigene Darstellung FÖS

In Bezug auf die begünstigten Strom- und Energiemengen der entlastungsberechtigten Unternehmen bewegen sich die durchschnittlichen Entlastungen über alle Unternehmen auch beim angepassten Reformvorschlag weiterhin auf einem ähnlichen Niveau. Für den Tatbestand 1 beträgt die Stromsteuerentlastung etwa 15,4 Euro/MWh und liegt somit über der durchschnittlichen Entlastung aus Spitzenausgleich und allgemeiner Entlastung von etwa 13,2 Euro/MWh (keine Änderung gegenüber dem Vorschlag im Hauptgutachten, da weiterhin maximale Entlastung von 75%). Für den Tatbestand 2 liegen die Stromsteuerentlastungen mit durchschnittlich 11,5 Euro/MWh nur ca. 0,50 Euro/MWh darunter (siehe Abbildung 33). Insgesamt werden die berechtigten Unternehmen somit im

Durchschnitt weiterhin in einem ähnlichen Umfang wie nach den geltenden Regelungen der allgemeinen Entlastung und Spitzenausgleich bisher entlastet.

Abbildung 33: Durchschnittliche Stromsteuerentlastung gemäß der geltenden Entlastungsregelungen und des angepassten Reformvorschlags 3, Variante 1 (Euro/MWh)



Quelle: eigene Darstellung FÖS

4.2 Anpassung Sektorkriterium bei Stromsteuerentlastung

Die EEG-Umlage ist mittlerweile weggefallen und die Entlastungen für KWKG-Umlage und Offshore-Netzzulage sind im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) geregelt. Die dort enthaltenen Listen sind aus den in 2022 in Kraft getretenen Energiebeihilfeleitlinien der EU (KUEBLL) entnommen. Zusätzlich zur Anpassung der SI/EI an das aktuelle Energie- und Strompreisniveau wäre daher zu überlegen, das Sektorkriterium der Stromsteuerentlastung anzupassen. Der Reformvorschlag 3b des Hauptgutachtens sieht als Sektorkriterium bei der Stromsteuerentlastung die Branchenlisten der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG (BesAR) vor und reduziert den Kreis der begünstigten Branchen auf die nach der BesAR entlastungsberechtigten Wirtschaftszweige. Eine Anpassung des Sektorkriteriums an die Sektoren gemäß Anlage 2 EnFG würde die Anzahl der entlastungsberechtigten Wirtschaftszweige von 221 (Liste 1 und Liste 2 der BesAR) um etwa die Hälfte auf 115 reduzieren (siehe Anhang II). Insgesamt würden durch die Anpassung des Sektorkriteriums der Stromsteuerentlastung somit 106 Wirtschaftszweige gegenüber dem Hauptgutachten nicht mehr entlastungsberechtigt sein (siehe Anhang III).

In Tabelle 6 ist dargestellt, wie viele Unternehmen bzw. Strommengen in den begünstigten Sektoren (2-Steller) nach der Anpassung der Stromkostenintensität (1,1 MWh/1.000 Euro BWS) sowie Anwendung der Branchenlisten gemäß EnFG weiterhin entlastungsberechtigt wären und in welchem Umfang Entlastungen in Anspruch genommen würden. Die Ergebnisse sind nach Entlastungstatbestand 1 (75%-Entlastung bei Nachweis von Klimaschutzinvestitionen) bzw. Entlastungstatbestand 2 (Entlastungshöhe abhängig von der individuellen Stromintensität des Unternehmens) differenziert.

Tabelle 6: Angepasster Reformvorschlag 3b, Variante 2 (Strom): Entlastungsberechtigte Unternehmen und maximales Entlastungsvolumen nach Sektoren (SI: 1,1 MWh/1.000 Euro; EnFG-Anlage 2)

WZ 2003 (2-Steller)	Bezeichnung	MWh Strom (2017)	Anzahl Unternehmen	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 1	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 2
10	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	726.911	2	11,17	9,02
11	Gewinnung von Erdöl und Erdgas und verbundene Dienstleistungen	595.371	2	9,15	3,44
13	Erzbergbau	2.622	2	0,04	0,03
14	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	495.175	24	7,60	6,21
15	Ernährungsgewerbe	8.773.364	321	134,65	85,98
17	Textilgewerbe	865.161	51	13,26	7,84
19	Ledergewerbe	23.964	2	0,37	0,12
20	Holzgewerbe (ohne Möbel)	2.439.974	36	37,49	32,44
21	Papiergewerbe	15.987.496	94	245,74	218,12
23	Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen	3.632.470	3	55,85	21,45
24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	19.333.817	84	297,19	264,39
25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	2.880.453	99	44,21	26,82
26	Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7.662.713	109	117,73	89,59
27	Metallerzeugung und -bearbeitung	20.362.347	184	312,93	272,60
28	Herstellung von Metallerzeugnissen	3.273.647	230	50,16	31,66
29	Maschinenbau	1.854.177	19	28,49	23,55
31	Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.	665.478	34	10,21	7,17
34	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	10.027.070	36	154,14	75,89
Summe		99.602.211	1.332	1.530,38	1.176,32

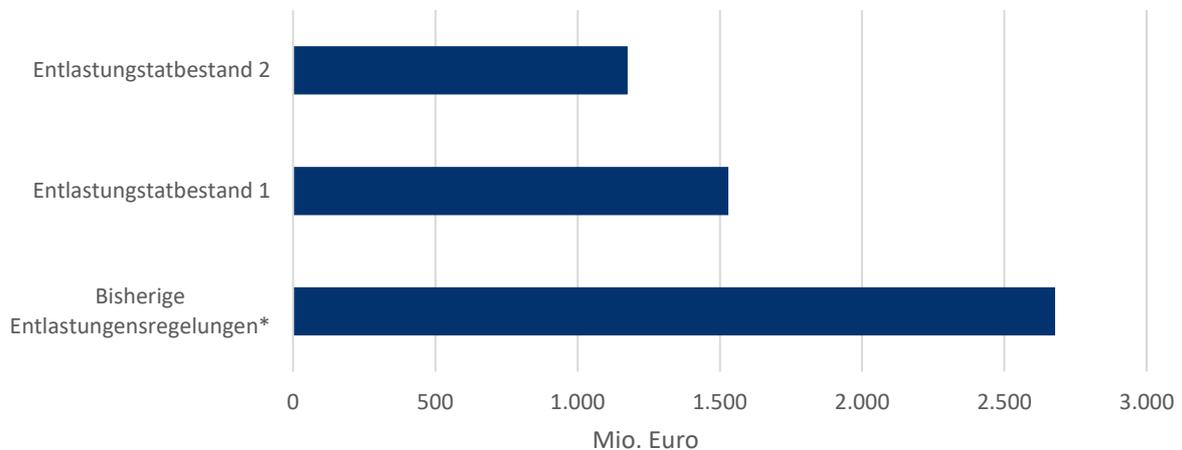
Quelle: eigene Darstellung FÖS auf Grundlage von Daten der Generalzolldirektion

Insgesamt steigt durch die gewählte Anpassung die Anzahl der begünstigten Unternehmen und die entlastungsfähigen Strommengen im Vergleich zu Reformvorschlag 3b des Hauptgutachtens, jedoch weniger stark als in Variante 1. Der Kreis der antragsberechtigten Unternehmen erweitert sich um 30% auf 1.332 und die als Bemessungsgrundlage für die Entlastung dienende Strommenge um 4% auf etwa 100 TWh (gegenüber 1.024 Unternehmen und 96 TWh, vgl. Anhang I).

Durch die Anpassung der SI an das durchschnittliche Preisniveau von 2022 steigen trotz der geringeren Anzahl der entlastungsberechtigten Branchen die maximalen Entlastungsvolumina für beide Tatbestände leicht an. Für den Tatbestand 1 erhöht sich das maximale Entlastungsvolumen von etwa 1,48 Mrd. Euro auf etwa 1,53 Mrd. Euro und für den Tatbestand 2 steigt das maximale Entlastungsvolumen von etwa 1,15 Mrd. Euro auf circa 1,18 Mrd. Euro. Durch die Anpassung steigen im Vergleich zum Vorschlag aus dem Hauptgutachten die maximalen Entlastungsvolumina um etwa 3% für den Tatbestand 1 und um knapp 1% für den Tatbestand 2.

Im Vergleich zur bisher geltenden allgemeinen Entlastung und dem Spitzenausgleich verringert sich das maximale Entlastungsvolumen des angepassten Reformvorschlags (Variante 2) weiterhin deutlich. Insgesamt reduziert sich die Stromsteuerentlastung im Maximalfall, d.h. wenn alle Unternehmen den Tatbestand 1 nutzen, um etwa 43% auf circa 1,53 Mrd. Euro. Im Minimalfall, d.h. wenn ausschließlich der Tatbestand 2 in Anspruch genommen wird, verringert sich das Entlastungsvolumen um etwa 56% auf etwa 1,17 Mrd. Euro. Da von einer Inanspruchnahme beider Tatbestände auszugehen ist, wird das tatsächliche Entlastungsvolumen innerhalb dieser Bandbreite liegen (siehe Abbildung 34).

Abbildung 34: Vergleich Entlastungsvolumen StromSt (§9b + §10 StromStG)



Quelle: eigene Darstellung FÖS

4.3 Re-evaluation der Analyse im Hauptgutachten und Fazit

Der im Hauptgutachten konzipierte Reformvorschlag 3b sah im Grundsatz vor, dass Unternehmen aus berechtigten Sektoren ab einer durchschnittlichen Stromkostenintensität von 20% (im Verhältnis zur BWS) Entlastungen in Anspruch nehmen können. Das festgelegte Kriterium bezog sich jedoch nicht auf die Kosten, sondern auf den Verbrauch im Verhältnis zur BWS. Wird die Kostenintensität konstant gehalten, ergibt sich unter Berücksichtigung aktueller Energiepreise ein deutlich niedrigerer Schwellenwert.

- Eine **Anpassung des Unternehmenskriteriums (SI/EI)** an das durchschnittliche Preisniveau von 2022 (Variante 1) führt zu einer Absenkung der Schwellenwerte für die Strom- und Energieintensität von 1,8 MWh/1.000 Euro BWS auf **1,1 MWh/1.000 Euro BWS** sowie von 30 GJ/1.000 Euro BWS auf **13 GJ/1.000 Euro BWS**. Insgesamt erweitert sich gegenüber dem Hauptgutachten dadurch die Anzahl der antragsberechtigten Unternehmen, deren entlastungsfähige Strom- und Energiemengen sowie der Umfang der Entlastungsvolumina:
 - **Stromsteuerentlastung:** Insgesamt erweitert sich gegenüber dem Reformvorschlag 3b der Kreis der antragsberechtigten Unternehmen auf 1.773 (+73%) und die als Bemessungsgrundlage für die Anwendung des Kompensationsgrades dienende Strommenge auf etwa 115 TWh (+20%). Zudem steigen die maximalen Entlastungsvolumina durch die Absenkung der Stromintensität für den Tatbestand 1 auf knapp 1,8 Mrd. Euro (+19%) und für den Tatbestand 2 auf circa 1,3 Mrd. Euro (+13%).
 - **Energiesteuerentlastung:** Durch die Anpassung des EI-Schwellenwerts erweitert sich ebenfalls die Anzahl der entlastungsberechtigten Unternehmen auf 583 (+187%) und die entlastungsfähigen Energiemengen auf etwa 132 PJ (+55%). Dadurch steigt zudem das maximale Entlastungsvolumen für den Tatbestand 1 auf knapp 151 Mio. Euro (+55%) und für den Tatbestand 2 auf circa 77 Mio. Euro (+51%).
 - Im **Vergleich zu den geltenden Entlastungsregelungen** führt der angepasste Reformvorschlag jedoch **weiterhin zu einer deutlichen Einschränkung des Begünstigtenkreises** an Unternehmen sowie der maximalen Entlastungsvolumina. Im Ergebnis wird der Kreis antragsberechtigter Unternehmen, der sich im Falle der Strom- und Energiesteuerentlastung jeweils um etwa 95% reduziert, um etwa 1,4 bis 1,9 Mrd. Euro entlastet. Abhängig von der Inanspruchnahme der beiden Tatbestände reduziert sich das Entlastungsvolumen gegenüber dem aktuellen Volumen (3,0 Mrd. Euro) somit um 37 bis 66%.
- Eine zusätzliche **Harmonisierung des Sektorkriteriums bei der Stromsteuerentlastung mit Anlage 2 des Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)** (Variante 2) führt zu einer Verringerung der antragsberechtigten Wirtschaftszweige:
 - Dennoch **steigt** in Variante 2 bei der Stromsteuerentlastung die **Anzahl der begünstigten Unternehmen und die entlastungsfähigen Strommengen** gegenüber dem Reformvorschlag des Hauptgutachtens, was auf den niedrigeren SI-Schwellenwert zurückzuführen ist. Der Anstieg ist jedoch weniger stark als in Variante 1. Die Anzahl der entlastungsberechtigten Unternehmen erweitert sich auf 1.332 (+30%) und die als Bemessungsgrundlage für die Entlastung dienende Strommenge auf etwa 100 TWh (+3%). Die

maximalen Entlastungsvolumina steigen zudem für den Tatbestand 1 auf knapp 1,53 Mrd. Euro (+3%) und für den Tatbestand 2 auf circa 1,18 Mrd. Euro (+1%).

- **Gegenüber den bisher geltenden Entlastungsregelungen verringert** sich das maximale **Entlastungsvolumen** in Variante 2 bei der Stromsteuer deutlich. Das Entlastungsvolumen wird mit einem Volumen zwischen 1,18 und 1,53 Mrd. Euro etwa 43-56% unterhalb der aktuell geltenden Entlastungsvolumina (2,7 Mrd. Euro) liegen.
- Angesichts der volatilen Entwicklung der Beschaffungspreise **empfehlen** wir, die **Kosten als Kriterium zu berücksichtigen**. Hier kann z.B. auf Verfahren zurückgegriffen werden, wie sie bei der BesAR angewendet wurden (Durchschnittstrompreisverordnung) oder eine (regelmäßig vorzunehmende) Anpassung der SI/EI erfolgen. Werden die Kosten als Grundlage genommen, erhöht sich der Aufwand sowohl für Unternehmen und Verwaltung; erfolgt die Anpassung mittels regelmäßiger Aktualisierung der SI/EI-Schwellenwerte entsteht ein zusätzlicher Aufwand für den Regulierer.
- Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Branchenlisten der BesAR durch Abschaffung der EEG-Umlage zwischenzeitlich keine Anwendung mehr finden, **empfehlen** wir, stattdessen auf die Nachfolgeregelung im EnFG abzustellen und für die Stromsteuerentlastung die **stromkosten- oder handelsintensiven Branchen aus Anlage 2 des EnFG** zu verwenden, die auf den Energiebeihilfeleitlinien der EU (KUEBLL) beruhen.

5 Einfluss staatlich regulierter Energiepreismechanismen

5.1 Wegfall EEG-Umlage und Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung

Sachstand

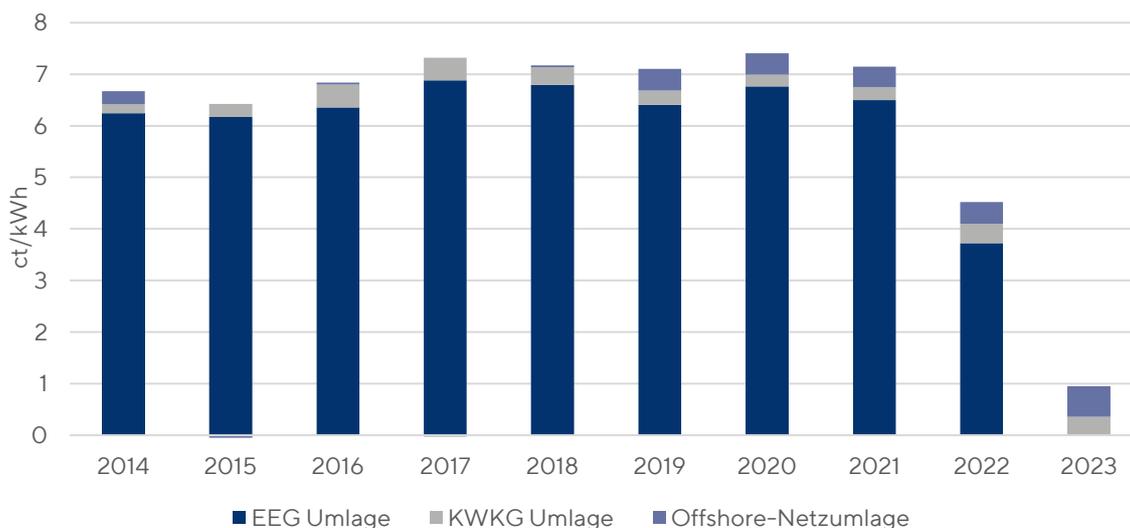
Zum 1.7.2022 wurde die EEG-Umlage auf Null gesenkt und zum 1.1.2023 vollständig abgeschafft. Die Finanzierung der Förderkosten des EEG erfolgt nunmehr aus dem Bundeshaushalt.

Mit dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) wurde die Begrenzung der bisher an die BesAR im EEG gekoppelten Umlagen zur Finanzierung der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Offshore-Anbindungskosten neu geregelt. Die Regelungen gelten ab dem 1. Januar 2023. Stromintensive Unternehmen zahlen auch weiterhin reduzierte Umlagen. Als Gegenleistung ist der Betrieb eines Energiemanagementsystems verpflichtend sowie die Umsetzung wirtschaftlich durchführbarer Effizienzmaßnahmen, soweit im Energiemanagementsystem identifiziert. Zudem müssen Antragsteller mindestens 30% des Stromverbrauchs durch ungeforderten Strom aus erneuerbaren Energien decken oder Investitionen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses tätigen.

Entwicklung der energiewendebezogenen Umlagen

Die Entwicklung von EEG-Umlage, KWK-Umlage sowie Offshore-Netzumlage zeigt Abbildung 35. Für 2023 zeigt sich, dass die energiewendebezogenen Umlagen durch den Wegfall der EEG-Umlage deutlich niedriger ausfallen (unter 1 ct/kWh). Die KWKG-Umlage beträgt 2023 0,357 ct/kWh, die Offshore-Netzumlage 0,591 ct/kWh.

Abbildung 35: Entwicklung von EEG-, KWKG- und Offshore-Netzumlage (2014-2023, ct/kWh)

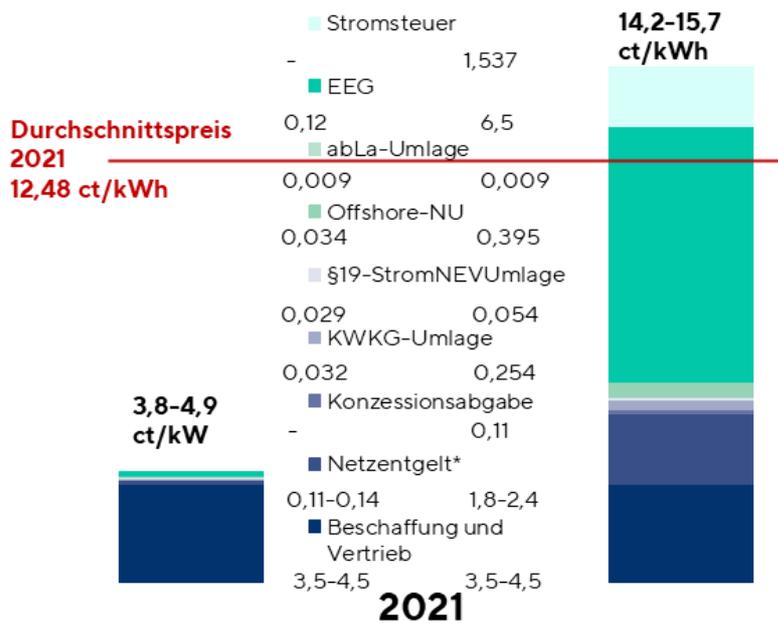


Quelle: eigene Darstellung FÖS, Datengrundlage: netztransparenz.de. EEG-Umlage 2022 : Darstellung für das 1. Halbjahr

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sind jedoch in unterschiedlichem Maße von diesen Umlagen (und den weiteren Strompreisbestandteilen) betroffen, abhängig davon, in welches Vergünstigungsregime sie fallen.

Abbildung 36 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 GWh/a.

Abbildung 36: Bandbreite der Strompreise Industrie (nominal, ct/kWh; 2021)



* inkl. Messung und Messstellenbetriebe

Quelle: eigene Darstellung FÖS, basierend auf BDEW (2022)

Auswirkungen auf die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

- Bei Unternehmen, bei denen bisher die EEG-Umlage begrenzt wurde, dämpft der Wegfall der EEG-Umlage den Strompreisanstieg nur geringfügig. Wie Tabelle 7 zeigt, betrug die EEG-Umlage 2021 bei voller Begrenzung oberhalb des Selbstbehalts lediglich 0,98 ct/kWh. Wie im Hauptgutachten ausgeführt, ist die Anzahl der privilegierten Unternehmen gering (im Vor-Pandemie-Jahr 2019 insg. 2.058 inkl. Schienenbahnen), die privilegierte Strommenge aufgrund des hohen Stromverbrauchs der Unternehmen jedoch mit 112 TWh (davon 12 TWh für Schienenbahnen) relativ hoch (vgl. Tabelle aus Hauptgutachten im Anhang V). **Effizienzanstrengungen** der Unternehmen werden durch den Wegfall aber nicht abgeschwächt, da keine starke Preisreduzierung (gegenüber einer Situation ohne Maßnahme) erfolgt ist. Die Wirkung der Maßnahme auf **Transformationsbemühungen** und **THG-Minderung** dürfte bei dieser Fallgruppe gering sein, da das Preisgefüge zwischen fossilen Technologien einerseits und strombasierten Technologien andererseits nicht maßgeblich beeinflusst wird. Ebenso ändern sich die Bezugskosten von Wasserstoff kaum, da für die Herstellung von Wasserstoff bereits eine Begrenzung auf 15% der EEG-Umlage ohne Schwellenwert von 1 GWh und für grünen Wasserstoff bereits eine vollständige Befreiung im EEG 2021 verankert war.
- Dagegen ist der **strompreisdämpfende Effekt** bei den **nicht durch die BesAR privilegierten Unternehmen** des produzierenden Gewerbes **deutlich größer**. Er beträgt gegenüber 2021 6,5 ct/kWh und gegenüber dem 1. Halbjahr 2022 3,723 ct/kWh. Ohne Wegfall der EEG-Umlage wäre der Strompreisanstieg für diese Unternehmen deutlich höher. Das bedeutet, dass einerseits **Effizienzanzreize** (für schon vorhandene strombasierte Technologien) **geschwächt** werden, andererseits sich das **Preisgefüge** zwischen fossilen Technologien und strombasierten Technologien **zugunsten der strombasierten Technologien** verschiebt. Der Einsatz von Wasserstoff bleibt aufgrund der oben geschilderten schon vorher bestehenden weitgehenden Befreiung unbeeinflusst.
- Aufgrund der ähnlichen Branchen- und Unternehmenskriterien von BesAR und dem Reformvorschlag 3b des Hauptgutachtens sind Überschneidungen mit den bisher bei der BesAR entlasteten Unternehmen bzw. Strommengen wahrscheinlich. Das heißt, Unternehmen die durch den Wegfall der EEG-Umlage nicht wesentlich bessergestellt wurden, bleiben jedoch weiterhin bei der Stromsteuer entlastet. Unternehmen, die durch den Wegfall der EEG-Umlage entlastet wurden, da sie bisher nicht privilegiert waren, werden dagegen im Reformvorschlag zukünftig nicht mehr entlastet, da sich dieser an die Sektoren der BesAR anlehnt.
- Die Auswirkungen auf Unternehmen zeigt Tabelle 7. Dargestellt sind zwei Konstellationen mit der maximal möglichen Entlastung für Verbräuche oberhalb des Selbstbehalts im Jahr 2021. Die bisher bei der BesAR privilegierten und gleichzeitig beim Spitzenausgleich entlasteten Unternehmen hatten im Jahr 2021 eine Belastung

aus EEG-Umlage und Stromsteuer von 1,18 ct/kWh, die bei Umsetzung des Reformvorschlags¹¹ auf 0,51 ct/kWh sinkt. Zwar steigt die Stromsteuerbelastung leicht an, da die Höhe der Entlastung auf 75% begrenzt wird. Dies wird jedoch durch den Wegfall des nicht entlasteten Teils der EEG-Umlage (15%) überkompensiert. Bei den UPG, die bisher nicht bei der BesAR privilegiert waren und somit die Umlage in voller Höhe zahlen mussten, die aber bei der Stromsteuer den Spitzenausgleich erhalten haben, ist der Rückgang noch wesentlich stärker. Zwar fallen die Unternehmen bei Umsetzung des Reformvorschlags aus der Stromsteuerentlastung heraus und zahlen somit die volle Stromsteuer. Dies wird jedoch durch den Wegfall der EEG-Umlage deutlich überkompensiert.

Tabelle 7: Auswirkungen durch Wegfall der EEG-Umlage

	Belastung 2021 (ct/kWh)			Belastung 2024 (ct/kWh)		
	EEG-Umlage	Stromsteuer	Summe	EEG-Umlage	Stromsteuer**	Summe
BesAR-Privilegierte Unternehmen*	0,98	0,21	1,18	0,00	0,51	0,51
Nicht-BesAR-privilegierte Unternehmen*	6,50	0,21	6,71	0,00	2,05	2,05

Quelle: eigene Darstellung FÖS *jeweils maximale Entlastung oberhalb Selbstbehalt, ohne Berücksichtigung Cap **bei Umsetzung Reformvorschlag 3b

5.2 Gas- und Strompreisbremse für die Industrie

Sachstand

Die zum 1.1.2023 greifende Gas-, Wärme- sowie Strompreisbremsen gelten auch für die Industrie. Sie lösen damit das Energiekostendämpfungsprogramm ab (EKDP), durch das Unternehmen zuvor bereits Entlastungen erhalten konnten.

Energiekostendämpfungsprogramm

Mit der „Richtlinie über die Gewährung von Billigkeitsleistungen zur temporären Kostendämpfung des Erdgas- und Strompreisanstiegs“ (Energiekostendämpfungsprogramm, EKPD)¹² vom 12.7.2022 hat die Bundesregierung ein Unterstützungsprogramm für Unternehmen auf den Weg gebracht, um besondere Härten abzufedern und existenzbedrohende Situationen zu vermeiden. Die Zuschüsse werden im Zeitraum Februar bis Dezember 2022 in drei Stufen gezahlt.

Antragsberechtigt sind Unternehmen, die in besonders energieintensiven Wirtschaftszweigen tätig sind. Das sind gemäß Richtlinie Unternehmen, die einer energie- und handelsintensiven Branche nach Anhang 1 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBILL)¹³ angehören (insgesamt 116 Sektoren). Zugleich müssen die Unternehmen als energieintensiver Betrieb im Sinne des Artikels 17 Absatz 1 Buchstabe a erster Unterabsatz Alternative 1 der EU-Energiesteuer-RL¹⁴ 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.

¹¹ Annahme: Unternehmen setzen Maßnahmen um und erhalten dadurch die maximal mögliche Entlastung von 75%.

¹² <https://www.bundesanzeiger.de/pub/publication/g3TOA8bt3FbhMna3hEn/content/g3TOA8bt3FbhMna3hEn/BAnz%20AT%2015.07.2022%20B2.pdf?inline>

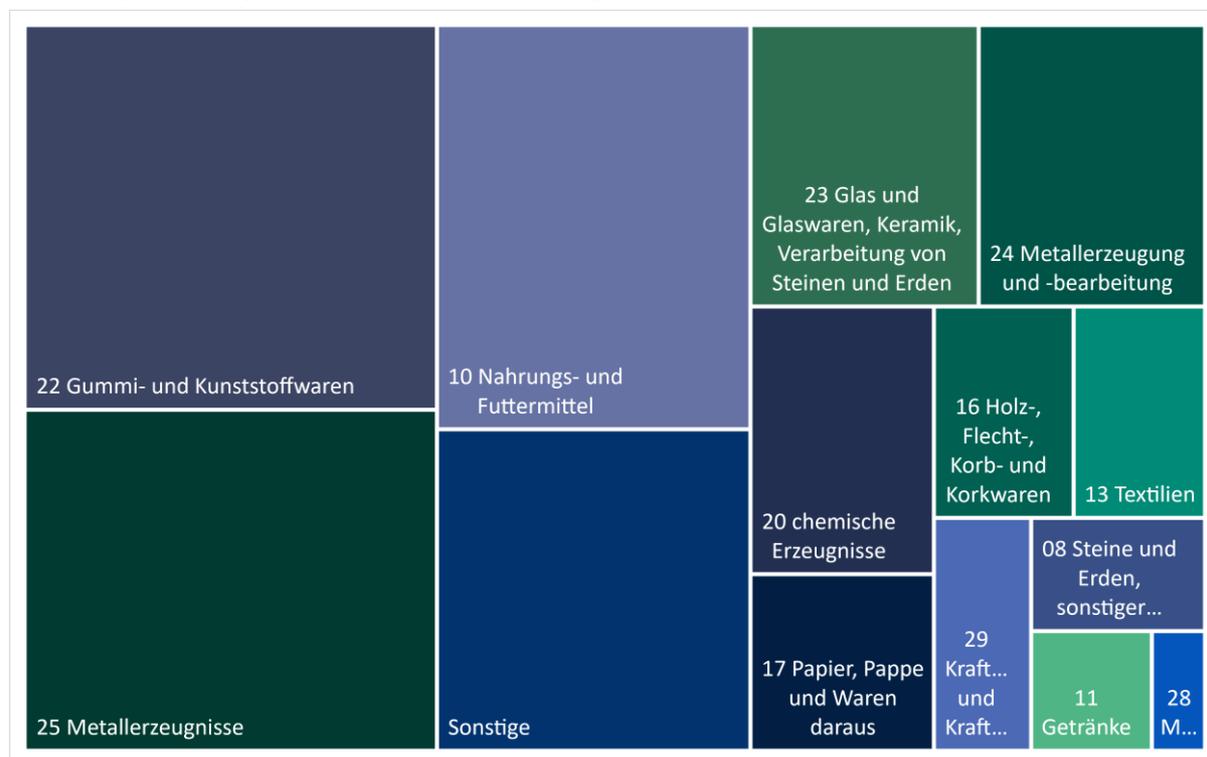
¹³ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN)

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32003L0096&from=DE>

- 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)¹⁵ zugeordnet werden (insgesamt 26 Sektoren bzw. Teilsektoren).

Für das EKPd stehen Haushaltsmittel im Umfang von bis zu 5 Mrd. Euro zur Verfügung. Bis zum 13.1.2023 wurden insgesamt 1.480 Anträge aus mind. 97 Wirtschaftszweigen (4-Steller) eingereicht, 723 bewilligt (BAFA 2023). Die Gesamtsumme bisher bewilligter Anträge beträgt knapp 170 Mio. Euro (Auskunft BAFA, 08.02.2023).

Abbildung 37: Anträge EKPd nach Wirtschaftszweigen (Stand: 13.1.23)



Quelle: eigene Darstellung, FÖS, Daten von (BAFA 2023)

Gegenleistungen:

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

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 Sparreize gesetzt werden. Die Preisbremsen gelten seit dem 1.1.2023 und sind bis zum 30.4.2024 befristet. Die wesentlichen Elemente zeigt Tabelle 8.

¹⁵ [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 8: Übersicht Gas- und Strompreisbremse

	Gaspreisbremse		Wärmepreisbremse		Strompreisbremse	
Fallgruppen*	≤ 1.500 MWh/a	> 1.500 MWh/a	≤ 1.500 MWh/a	> 1.500 MWh/a	≤ 30 MWh/a	> 30 MWh/a
Entlastung	80%	70%	80%	70%	80%	70%
Referenzverbrauch	Prognostizierter Jahresverbrauch 2022**	Gemessener Jahresverbrauch 2021	Prognostizierter Jahresverbrauch 2022**	Gemessener Jahresverbrauch 2021	Prognostizierter Jahresverbrauch	Gemessener Jahresverbrauch 2021 bzw. prognostizierter Jahresverbrauch
Preisgrenze (Referenzpreis)	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)
Entlastungsbetrag	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

Gas- und Wärmepreisbremse

Alle gewerblichen Verbraucher (größer 1,5 Mio. kWh/a), die über eine geregelte Lastgangmessung (RLM) verfügen, sind von der Gaspreisbremse für die Industrie erfasst. Das betrifft laut Gesetzesbegründung¹⁶ ca. 24.000-25.000 Unternehmen.

- Unternehmen erhalten 70% des Gasverbrauchs, bezogen auf ihren Verbrauch im Jahr 2021, zu einem garantierten Beschaffungspreis von 7 ct/kWh (netto). Die Entlastung erfolgt unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch und ist somit ein pauschaler Entlastungsbetrag.
- Die Gaspreisbremse soll auf die energetische als auch stoffliche Nutzung angewendet werden und somit unabhängig davon, wie das Erdgas in einem Unternehmen verwendet wird.
- Wärmekunden erhalten 70% ihres Verbrauchs, bezogen auf ihren Verbrauch im Jahr 2021, zu einem garantierten Beschaffungspreis von 7,5ct/kWh.
- Die Unternehmen können das subventionierte Erdgas zu Marktpreisen weiterverkaufen. Der Weiterverkauf des subventionierten Gases ist auf den tatsächlichen Gasverbrauch begrenzt.

Das Referenzjahr 2021 wurde gewählt, damit Unternehmen, die im Jahr 2022 wegen steigender Energiepreise bereits Gas oder Wärme eingespart haben, nicht benachteiligt werden. Desweiteren stellt auch der europäische temporäre Krisenrahmen („Temporary Crisis Framework – TCF“) bei Fördersummen über 2 Mio. Euro für die Berechnung auf das Jahr 2021 ab.

Mit dem pauschalen Entlastungsbetrag auf Grundlage des Vorjahresverbrauchs bleibt der Anreiz des marktwirtschaftlichen (hohen) Preissignals erhalten.

Für die Entlastung gelten absolute und relative Höchstwerte. Die Höchstgrenzen setzen die Vorgaben des TCF um, die sich anhand von Unternehmenskriterien unterscheiden. Die absoluten Höchstwerte sind gestaffelt von 2 Mio. Euro bis 150 Mio. Euro. Diese Höchstgrenze gilt bei Letztverbrauchern, deren besondere Betroffenheit von den hohen Energiepreisen von der Prüfbehörde festgestellt wurde. Zudem muss festgestellt werden, dass sie energieintensiv und einer Branche nach Anlage 2 des Gesetzes zur Einführung von Preisbremsen für leitungsgebundenes Erdgas und Wärme¹⁷ zuzuordnen sind. Anlage 2 entspricht dem Anhang 1 des TCF. Die relativen Höchstwerte ergeben sich aus den tatsächlichen krisenbedingten Energiemehrkosten des Unternehmens im Vergleich zum Referenzjahr 2021 und sind in Anlage 1¹⁸ ausgeführt.

Für gewerbliche Verbraucher ohne geregelte Lastgangmessung greifen die Regelungen, die auch für private Haushalte gelten. Der Gaspreis ist in diesem Fall begrenzt auf 12 ct/kWh (brutto), für Fernwärme 9,5 ct/kWh (brutto).

¹⁶ <https://dserver.bundestag.de/btd/20/046/2004683.pdf>

¹⁷ https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?_blob=publicationFile&v=1

¹⁸ https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/662-22.pdf?_blob=publicationFile&v=1

Gegenleistungen

Ein Unternehmen, dessen Entlastungsbeiträge in Summe 50 Mio. Euro übersteigen, muss der prüfenden Behörde 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 CO₂-Fußabdruck seines Energieverbrauchs zu verringern oder zu kompensieren, oder
- Investitionen, um die Anpassung von Betriebsprozessen an Preissignale auf den Energiemärkten zu erleichtern.

Strompreisbremse

Bei der Strompreisbremse¹⁹ greifen analoge Regelungen und Voraussetzungen. Unternehmen erhalten einen Garantipreis von 13 ct/kWh (netto) für 70% ihrer bisherigen Verbrauchsmengen, bezogen auf ihren Verbrauch im Jahr 2021. Die Entlastungssumme für sämtliche Netzentnahmestellen vor Abzug von Steuerabgaben darf bei energieintensiven Unternehmen nach Anlage 2 (64 Sektoren) 150 Mio. Euro nicht übersteigen. 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. Bei sonstigen Unternehmen dürfen die Entlastungen 2–4 Mio. Euro nicht überschreiten.

Wie bei der Gaspreisbremse müssen auch hier Unternehmen mit einer Entlastungssumme von über 50 Mio. Euro der Prüfbehörde einen Plan vorlegen. Fast wortgleich zur Gaspreisbremse soll der Plan lt. Gesetz 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.

Auswirkungen auf Unternehmen des Produzierenden Gewerbes

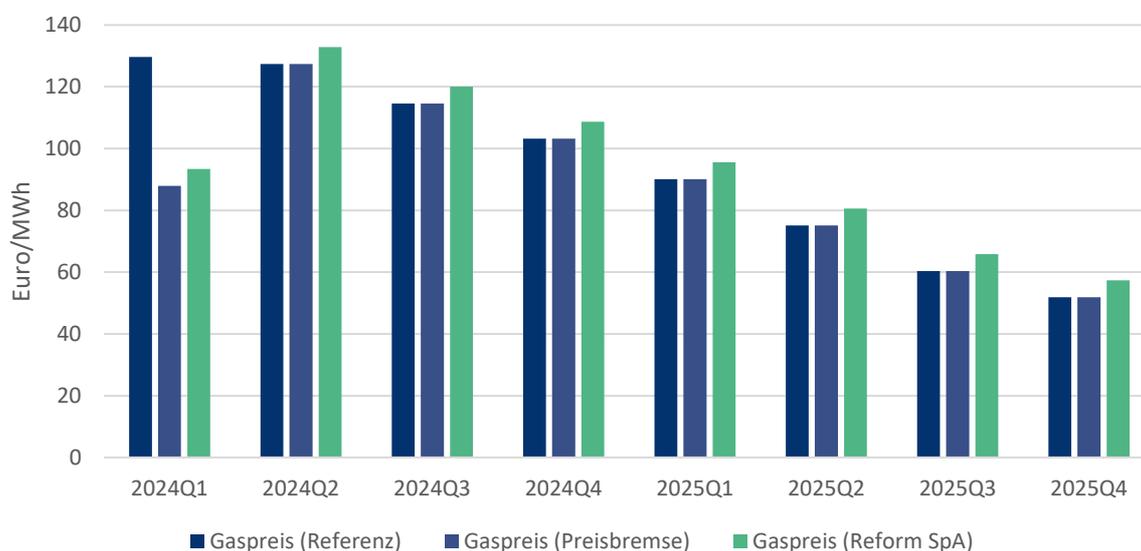
- UPG, die bisher bei der Strom- und Energiesteuer entlastet werden, fallen in der Regel unter die für die Industrie geltenden Preisbremsen von 7 ct/kWh (Gas) bzw. 13 ct/kWh (Strom). Dies ergibt sich implizit aus den Mindestschwellen bei allgemeiner Entlastung und Spitzenausgleich, die bei der Stromsteuer über der Strompreisgrenze von 30 MWh/a liegen, nach der zwischen privaten Haushalten/KMU und industriellen Verbrauchern differenziert wird. Bei der Gaspreisbremse liegt der Schwellenwert zwar höher; die in der Gesetzesbegründung genannten Fallzahlen von ca. 25.000 Unternehmen liegen jedoch über den Fallzahlen bei allgemeiner Entlastung und Spitzenausgleich Energiesteuer. Es kann davon ausgegangen werden, dass die dort entlasteten Unternehmen eine Teilgruppe der Unternehmen sind, die über die Gas-/Wärmepreisbremse entlastet werden.
- Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen sind nicht in den Preisbremsen enthalten und fallen insofern je nach individueller Situation der Unternehmen weiterhin ganz, teilweise oder nicht an.
- Sofern die Preisbremsen bis April 2024 verlängert werden und der Reformvorschlag 3b zum 1.1.2024 umgesetzt würde, führt dies demnach auch bereits während der Gültigkeit der Preisbremsen zu Änderungen bei den Energiekosten. Sofern Unternehmen nicht mehr antragsberechtigt sind, d.h. vom Begünstigtenkreis nicht mehr

¹⁹ https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0601-0700/663-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1

erfasst sind, fallen auf die dadurch nicht mehr privilegierten Mengen Energie- bzw. Stromsteuer an. Bei anhand der im Reformvorschlag 3b präzisierten Kriterien als wettbewerbsgefährdet - und energieintensiv eingestuften Unternehmen (weiterhin begünstigten Unternehmen) hängt die Entlastung von der Energie- und Stromintensität ab. Sie kann individuell auch höher liegen als bisher, im Durchschnitt verändert sich die Entlastung jedoch wenig (vgl. Hauptgutachten).

- Gemäß den Preisprognosen von Oxford Economics (Kapitel 2.2) ist auch nach Auslaufen der Gaspreisbremse mit noch hohen Gas- und Strompreisen für das Produzierende Gewerbe zu rechnen. Sie fallen jedoch konstant und erreichen in Q4/2025 ein Niveau von etwa 50 Euro/MWh für Erdgas (Abbildung 38). Andererseits deutet die aktuelle Entwicklung darauf hin, dass die Preise auch bereits früher wieder fallen könnten. Insgesamt sind die Preise sehr volatil und hängen von zahlreichen Einflussfaktoren ab, was eine zuverlässige Preisprognose deutlich erschwert.
- Wie Abbildung 38 zeigt, führt die Reform (Reformvorschlag 3b) auch in dem Fall, dass Unternehmen dann voll energiesteuerpflichtig wären, zu keinen starken Preisaufschlägen. In 2024 und 2025 erhöhen sich die Gaspreise für diese Unternehmen gegenüber der Referenzentwicklung ohne Reform je nach Quartal um 4 bis 11%. Aus der Abbildung wird jedoch ersichtlich, dass beim Übergang nach Auslaufen der Gaspreisbremse (hier: Q1/2024) mit einem zunächst starken Anstieg der Gaspreise für die UPG gerechnet werden muss, da die Marktpreise weiterhin hoch sind. Für die Strompreisentwicklung liegen den Prognosen von Oxford Economics nur Indizes zugrunde, weshalb kein Vergleich mit/ohne Reform erfolgen konnte. Es ist aber aufgrund der engen Kopplung zwischen Gas- und Strompreisen von einem vergleichbaren Muster auszugehen.
- Die hohen Energie- und Strompreise stellen aus Sicht der Gutachter jedoch keinen Grund dar, die Reform erst zu einem späteren Zeitpunkt umzusetzen. Denn die Reform setzt gerade bei nicht mehr begünstigten Unternehmen die richtigen Signale, in Effizienzmaßnahmen zu investieren und sich so langfristig von höheren Energiepreisen unabhängiger zu machen. Bei weiterhin entlasteten Unternehmen stellt die Reform sicher, dass Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden und dadurch die Resilienz gegenüber Energiepreisschocks erhöht wird. Sollten die Energie- und Strompreise für Unternehmen auch in 2024 weiterhin auf einem nicht tragfähigen Niveau bestehen bleiben, sollte eher eine Verlängerung von Gas- und Strompreisbremse in Erwägung gezogen werden, da beide Regelungen aufgrund ihrer Ausgestaltung bereits starke Effizianzanreize enthalten, anders als bei Spitzenausgleich und allgemeiner Entlastung.

Abbildung 38: Auswirkungen Reformvorschlag 3b auf Gaspreise 2024-2025 (Euro/MWh)



Quelle: eigene Darstellung FÖS. Referenzgaspreise von Oxford Economics (siehe Kapitel 2.2), ohne CO₂-Steuer, d.h. Annahme, dass betroffene Unternehmen im ETS oder BEHG von der CO₂-Bepreisung entlastet sind. Ab Q2/2024 Annahme, dass Gaspreisbremse endet, daher kein Unterschied zu Referenzgaspreisen. Vereinfachte Annahme, dass Unternehmen durch die Reform die volle Energiesteuer (5,50 Euro/MWh) zahlen müssen

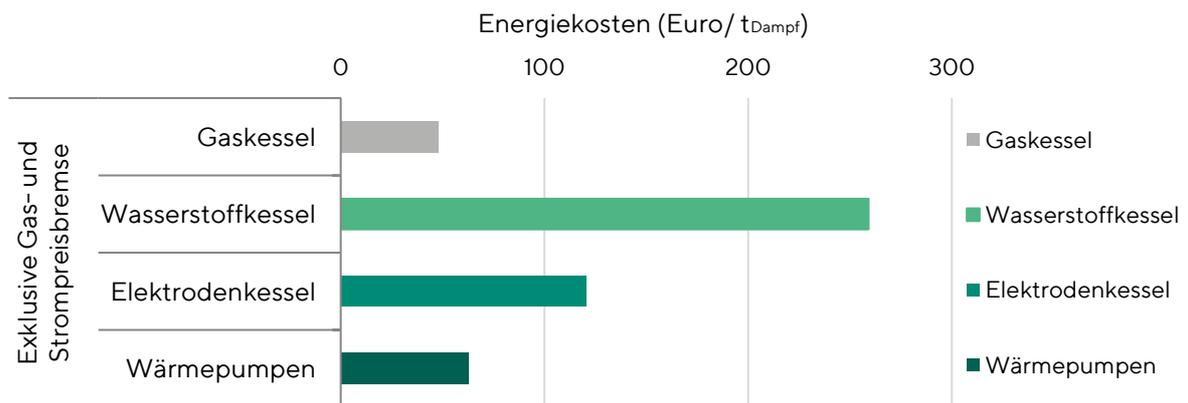
Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten fossiler und dekarbonisierter Industrieprozesse (Fallbeispiele)

Gas- und Strompreisbremse haben Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit industrieller Anwendungen, indem sich die Energiepreisrelation und dadurch die Energiekosten fossiler Referenz- sowie alternativer Prozesstechniken verändern. Anhand von zwei Prozesswärmetechnologien aus der Papier- und 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 CO₂-neutralen Anlagen aus Systemsicht 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. Bei der Wirkung der Strom- und Gaspreisbremse wird angenommen, dass der Verbrauch zu 70% von der Bremse gedeckelt wird, 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.

Papierindustrie: Prozessdampferzeugung bei Papiertrocknung

Für die Abschätzung der Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse in der Papierindustrie werden vier verschiedene Techniken der Prozessdampferzeugung bei der Papiertrocknung untersucht. Neben einem fossilen Gaskessel werden mit einem Wasserstoffkessel, einem Elektrodenkessel sowie einer Wärmepumpe drei (potentiell) CO₂-neutrale Alternativtechniken analysiert.

Abbildung 39: Energiekosten der Prozessdampferzeugung bei der Papiertrocknung (Erstes Halbjahr 2022, Euro/t_{Dampf})



Quelle: eigene Darstellung

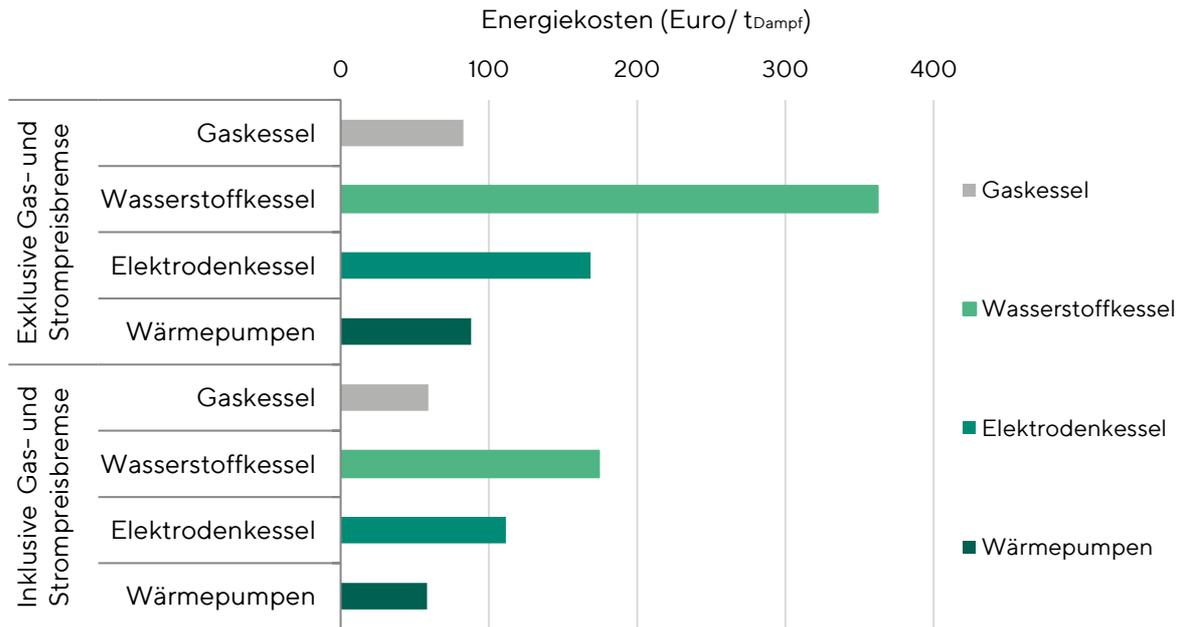
Anmerkungen: Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t_{Dampf}) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Gaskessel: 0,7; Wasserstoffkessel: 0,72; Elektrodenkessel: 0,67; Wärmepumpen: 0,35

Die Strom- und Energiepreisannahmen basieren auf den durchschnittlichen Industriestrompreisen und Industrieerdgaspreisen für das erste Halbjahr 2022, ohne MWSt. und erstattungsfähige Abgaben (Eurostat)

Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

Die Abbildung zeigt die Energiekosten je produzierter Tonne Dampf für die vier Prozesstechniken der Papiertrocknung bei durchschnittlichen Industriestrom- und Industrieerdgaspreisen für das erste Halbjahr 2022. Ohne die Berücksichtigung der temporären Gas- und Strompreisbremse hat der fossile Gaskessel mit 48 Euro/ t_{Dampf} die geringsten Energiekosten, gefolgt von der elektrischen Wärmepumpe (63 Euro/ t_{Dampf}), dem Elektrodenkessel (121 Euro/ t_{Dampf}) und dem Wasserstoffkessel (260 Euro/ t_{Dampf}). Die Wärmepumpe hat somit mehr als 30% höhere Energiekosten als der fossile Gaskessel, der Wasserstoffkessel fast 5 mal so hoch.

Abbildung 40 Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Papiertrocknung (Dezember 2022/Januar 2023, Euro/t_{Dampf})



Quelle: eigene Darstellung

Anmerkungen: Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t_{Dampf}) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Gaskessel: 0,7; Wasserstoffkessel: 0,72; Elektrodenkessel: 0,67; Wärmepumpen: 0,35

Die Strompreis- und Energiepreisannahmen beruhen auf den durchschnittlichen Großhandelspreisen vom Dezember 2022 (Quellen: smard.de, bundesnetzagentur.de)

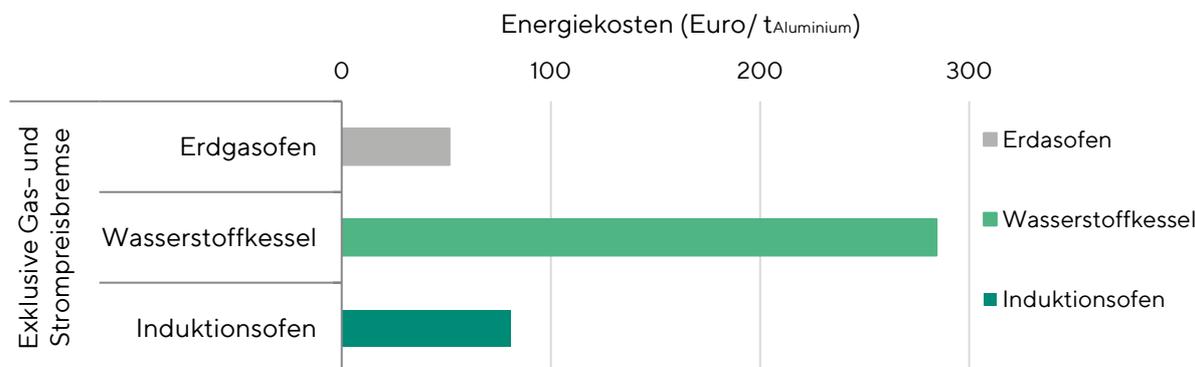
Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

In der Abbildung oben sind die Auswirkungen der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Papiertrocknung im Vergleich zu den durchschnittlichen Großhandelspreisen vom Dezember 2022 dargestellt. Insgesamt erhöhen sich durch die gestiegenen Beschaffungskosten die Energiekosten für alle vier Prozesstechniken. Bei Einsatz des fossilen Gaskessels steigen die Energiekosten ohne Preisbremse auf über 80 Euro/t_{Dampf}. Die Kosten sinken durch die Gaspreisbremse auf 59 Euro/ t_{Dampf}. Der Abstand zwischen Wärmepumpe und fossilem Gaskessel hat sich ohne Preisbremsen deutlich reduziert, die Energiekosten der Wärmepumpe liegen nur noch etwa 7% höher. Die drei strombasierten Prozesstechniken haben durch die Strompreisbremse ebenfalls deutlich niedrigere Energiekosten. Am stärksten reduzieren sich die Energiekosten des Wasserstoffkessels von 362 auf 174 Euro/ t_{Dampf} (-52%). Die Energiekosten des Elektrodenkessels und der Wärmepumpe reduzieren sich jeweils um 34% auf 111 Euro/ t_{Dampf} und 58 Euro/ t_{Dampf}. Die Wärmepumpe ist damit die nach Energiekosten wirtschaftlichste Alternative. Würde nur die Strompreisbremse gelten, aber keine Gaspreisbremse, dann wäre die Wärmepumpe noch deutlich wirtschaftlicher als der fossile Gaskessel (58 Euro/ t_{Dampf} gegenüber 82 Euro/t_{Dampf}). Auch der Kostenvorteil des fossilen Gaskessels gegenüber dem Elektrodenkessel würde sich deutlich verringern. Die Transformationsanreize wären in diesem Fall deutlich größer.

Aluminiumindustrie: Metallschmelzprozesse

Die Abschätzung der Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse in der Aluminiumindustrie erfolgen anhand von drei Schmelztechniken. Zusätzlich zu einem fossilen Erdgasofen werden anhand eines Wasserstoffkessels sowie eines elektrischen Induktionsofens zwei potentiell CO₂-neutrale Alternativtechniken untersucht.

Abbildung 41 Energiekosten der Aluminiumschmelze (Erstes Halbjahr 2022, Euro/t_{Aluminium})



Quelle: eigene Darstellung

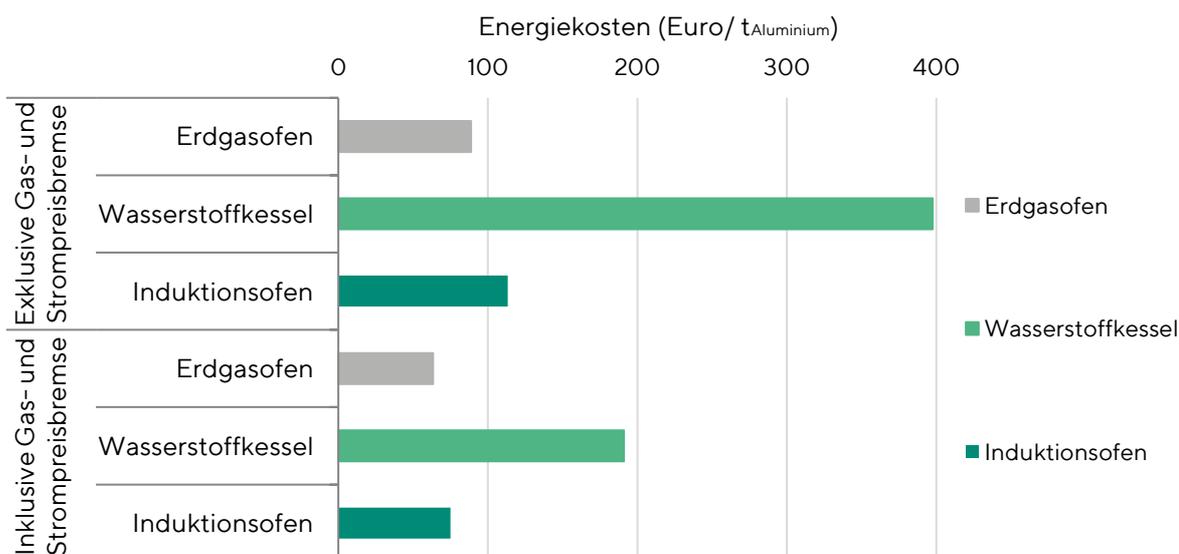
Anmerkungen:

Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t_{Dampf}) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Erdgasofen: 0,75; Wasserstoffkessel: 0,79; Induktionsofen: 0,45

Die Strom- und Energiepreisannahmen basieren auf den durchschnittlichen Industriestrompreisen und Industrieerdgaspreisen für das erste Halbjahr 2021 (Eurostat) Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

Abbildung 41 zeigt die Energiekosten je produzierter Tonne Aluminium für die drei Schmelztechniken in der Aluminiumindustrie unter der Annahme durchschnittlicher Industriestrom- und Industrieerdgaspreise für das erste Halbjahr 2022 (ohne temporäre Gas- und Strompreisbremse). Insgesamt hat der fossile Erdgasofen ohne die beiden Preisbremsen mit 52 Euro/ t_{Aluminium} die niedrigsten Energiekosten, gefolgt vom elektrischen Induktionsofen (81 Euro/ t_{Aluminium}) und dem Wasserstoffkessel (284 Euro/ t_{Aluminium}).

Abbildung 42 Effekte der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze (Beschaffungspreise Dezember 2022)



Quelle: eigene Darstellung

Anmerkungen: Die Annahmen zu den spezifischen Energiebedarfen der untersuchten Anwendungen (MWh/t_{Dampf}) basieren auf den Angaben von (Hanke-Rauschenbach 2022) Erdgasofen: 0,75; Wasserstoffkessel: 0,79; Induktionsofen: 0,45

Die Strompreis- und Energiepreisannahmen basieren beruhen auf den durchschnittlichen Großhandelspreisen aus dem Dezember 2022 (Quellen: smard.de, bundesnetzagentur.de)

Angenommener Umwandlungsverlust Strom zu Wasserstoff: 50 %

In der Abbildung oben sind die Auswirkungen der temporären Gas- und Strompreisbremse auf die Energiekosten bei der Aluminiumschmelze im Vergleich zu den durchschnittlichen Großhandelspreisen vom Dezember 2022 dargestellt. Insgesamt erhöhen sich durch die gestiegenen Beschaffungskosten die Energiekosten für alle Prozesstechniken. Bei Einsatz des fossilen Erdgasofens steigen die Energiekosten ohne Preisbremse auf über 88 Euro/t_{Aluminium}. Die Kosten sinken durch die Gaspreisbremse auf 63 Euro/ t_{Aluminium}. Der Abstand zwischen Induktionsofen und fossilem Erdgasofen hat sich ohne Preisbremsen reduziert, die Energiekosten des Induktionsofens liegen aber immer noch etwa 28% höher. Die strombasierten Prozesstechniken haben durch die Strompreisbremse ebenfalls deutlich niedrigere Energiekosten. Am stärksten reduzieren sich die Energiekosten des Wasserstoffkessel von 398 auf 191 Euro/ t_{Aluminium} (-52%). Die Energiekosten des Induktionsofens reduzieren sich wiederum um 34% von 113 auf 75 Euro/t_{Aluminium}. Würde nur die Strompreisbremse gelten, aber keine Gaspreisbremse, dann wäre der Induktionsofen wirtschaftlicher als der fossile Erdgasofen. Auch der Kostenvorteil des fossilen Erdgasofen gegenüber dem Wasserstoffkessel würde sich deutlich verringern, bleibt jedoch hoch. Der Wasserstoffkessel hätte nach wie vor mehr als doppelt so hohe Energiekosten.

6 Auswirkung Energieeffizienzgesetz EnEFG (HSN)

Im Oktober 2022 wurde der erste Referentenentwurf für ein „Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz, Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht“ (EnEFG) vorgelegt. Er sieht in seiner Entwurfsfassung u.a. vor, dass zahlreiche Unternehmen (> 10 GWh Gesamtenergieverbrauch pro Jahr) ein Energie- oder Umweltmanagementsystem (ISO 50001 bzw. EMAS) einführen und darüber hinaus alle Effizienzverbesserungsmaßnahmen umsetzen müssen, die nach Prüfung durch die DIN EN 17463 als „wirtschaftlich“ anzusehen sind. Diese Regelungen weisen inhaltlich in Teilen eine gewisse Ähnlichkeit zu den Gegenleistungen in den Vorschlägen zur Novellierung des Energie- und Stromsteuergesetzes (Hauptgutachten) auf. Insofern stellen sich die Fragen,

- wie sich das geplante EnEFG auf den im Hauptgutachten vorgeschlagenen Nachweis der Energiemanagementsysteme sowie die Umsetzung wirtschaftlich vorteilhafter Endenergieeinsparmaßnahmen (= Gegenleistung) auswirken könnte und
- ob eine solche Gegenleistung im Energie- bzw. Stromsteuerrecht dann – also nach Verabschiedung des EnEFG – entbehrlich wäre.

Um Antworten darauf zu finden, sind zunächst einmal die relevanten Regelungen des EnEFG-Entwurfs herauszuarbeiten und zu erläutern, um sie dann mit den einschlägigen Vorschlägen des Novellierungsgutachtens zu vergleichen, sodass schließlich im Rahmen einer Kontextbetrachtung Aussagen getroffen werden können, ob

- ggf. Kollisionen vorliegen und in Folge Fehllenkungen bzw. unnötige Zusatzbelastungen entstehen könnten oder
- damit zu rechnen ist, dass sich gegenseitig befruchtende Ergänzungen und somit Synergien aus einer Koexistenz der Regelungssysteme ergeben oder
- beide Systeme unabhängig wirken, also keine Auswirkungen aufeinander haben.

6.1 Relevante Regelungen des EnEFG und deren Interpretation

Nach § 12 Abs. 1 EnEFG (Entwurf vom 18.10.22) sind Unternehmen, die einen durchschnittlichen Gesamtenergieverbrauch innerhalb der letzten drei Jahre von mehr als 10 Gigawattstunden aufweisen, verpflichtet, ein Energie- oder Umweltmanagementsystem nach ISO 50001 bzw. EMAS einzurichten und aufrecht zu erhalten. Liegt der Jahresendenergieverbrauch zwischen 2,5 und 10 GWh reicht ein regelmäßig durchzuführendes Energieaudit nach DIN EN 16247-1²⁰ aus.

Den Begründungen zu den Regelungen im EnEFG (Entwurf) zufolge erreichen etwa 12.000 Unternehmen den Schwellenwert von 10 GWh. Da im Jahr 2020 im Inland knapp 5.800 Unternehmen ein Energiemanagementsystem und etwa 1.100 Organisationen ein entsprechendes Umweltmanagementsystem eingerichtet hatten, würden – den Ausführungen in der Gesetzesbegründung zur Folge – daher etwa 5.000 Unternehmen neu unter diese Pflicht fallen. Hinsichtlich der Durchführung von Energieaudits erreichen etwa 39.000 Unternehmen den EnEFG-Schwellenwert von 2,5 GWh und damit etwa 11.000 Unternehmen weniger als bei der bisherigen Regelung nach dem EDL-G.

Die oben abgegrenzten Unternehmen sind nicht nur zur Einführung und Aufrechterhaltung eines Energie-/Umweltmanagementsystems bzw. Durchführung eines Energieaudits verpflichtet, sondern müssen nach § 13 Abs. 1 EnEFG auch alle im Rahmen der System-Aufrechterhaltung oder Auditdurchführung als „wirtschaftlich“ identifizierten Endenergieeinsparmaßnahmen innerhalb von zwei Jahren umsetzen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist dabei nach DIN EN 17463 durchzuführen.²¹ Als wirtschaftlich gilt eine Maßnahme dann, wenn sich

²⁰ Im Entwurf des EnEFG vom 18.10.22 wird noch referenziert auf die Fassung der Norm DIN EN 16247-1 vom Oktober 2012. Da zwischenzeitlich eine Novellierung der Norm stattgefunden hat, dürfte in der finalen Ausgabe des Gesetzes auf die aktuelle Ausgabe der Norm vom Dezember 2022 Bezug genommen werden. In dieser Neufassung ist die Bewertung der Effizienzverbesserungsmaßnahmen neu geregelt. Im Vordergrund steht nunmehr die Anwendung der Kapitalwertmethode. Empfohlen wird dazu, die DIN EN 17463 zugrunde zu legen.

²¹ Im Entwurf des EnEFG vom 18.10.22 wird noch referenziert auf die Fassung der Norm DIN EN 16247-1 vom Oktober 2012. Da zwischenzeitlich eine Novellierung der Norm stattgefunden hat, dürfte in der finalen Ausgabe des Gesetzes auf die aktuelle Ausgabe der Norm vom Dezember 2022 Bezug genommen werden. In dieser Neufassung ist die Bewertung der Effizienzverbesserungsmaßnahmen neu geregelt. Im Vordergrund steht nunmehr die Anwendung der Kapitalwertmethode. Empfohlen wird dazu, die DIN EN 17463 zugrunde zu legen.

nach maximal 50% der vorgesehenen Nutzungsdauer ein positiver Kapitalwert ergibt²². Dies bedeutet, dass im Rahmen der Anwendung der DIN EN 17463 nicht nur der reguläre Kapitalwert ermittelt werden muss, sondern auch ein weiterer, der sich ergäbe, wenn die Nutzungszeit um die Hälfte reduziert würde. Der folgenden Abbildung ist eine Beispielrechnung zu entnehmen.

Abbildung 43: Ermittlung eines Kapitalwertes nach 50% der vorgesehenen Nutzungsdauer im Sinne des EnEfG

Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	350.000 kWh										
Investausgabe	300.000 €										
Nutzungsdauer (Jahre)	10										
50% der vorges. Nutzungsdauer (Jahre)	5										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,17 €/kWh	0,17 €/kWh	0,18 €/kWh	0,19 €/kWh	0,19 €/kWh	0,2 €/kWh	0,21 €/kWh	0,22 €/kWh	0,23 €/kWh	0,24 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-300.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		58.240 €	60.570 €	62.992 €	65.512 €	68.133 €	70.858 €	73.692 €	76.640 €	79.705 €	82.894 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-300.000 €	58.240 €	60.570 €	62.992 €	65.512 €	68.133 €	70.858 €	73.692 €	76.640 €	79.705 €	82.894 €
Barwerte	-300.000 €	56.544 €	57.093 €	57.647 €	58.207 €	58.772 €	59.342 €	59.918 €	60.500 €	61.088 €	61.681 €
kumulierte Barwerte: KW = f(T)	-300.000 €	-243.456 €	-186.364 €	-128.717 €	-70.510 €	-11.738 €	47.604 €	107.523 €	168.023 €	229.110 €	290.791 €
Kapitalwert	290.791 €										

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Das Beispiel zeigt die Kapitalwertberechnung einer beispielhaften Energieeffizienzmaßnahme mit einem Jahreseinsparpotential von 350.000 kWh. Bei einem Kalkulationszinssatz von 3% und einer angenommenen Nutzungsdauer von 10 Jahren bräuchte diese Maßnahme einen Kapitalwert von 290.791 € hervor. Unter der Annahme, dass sie mit Eigenkapital finanziert werden würde, wäre somit diese Investition um etwa 290 T€ vorteilhafter als die beste alternative Anlagemöglichkeit. Wenn dem nicht Liquiditätsprobleme entgegenstünden, müsste diese Investition im Eigeninteresse des betreffenden Unternehmens umgesetzt werden; alles andere wäre nicht wirtschaftlich rational. Ginge man von wirtschaftlich rationalen Entscheidern in Unternehmen aus, bräuchte der Gesetzgeber eine Umsetzungspflicht insofern eigentlich gar nicht anzuordnen, eine Pflicht zur Ermittlung der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit würde ausreichen. Offenbar geht er aber nicht davon aus. Das ist nachvollziehbar, denn die Ergebnisse der Energy-Efficiency-Forschung machen deutlich, dass nicht selten Rationalitätsbarrieren das Erkennen und Ausschöpfen von wirtschaftlich vorteilhaften Einsparpotentialen in Industrieunternehmen verhindern und es insofern gerechtfertigt ist, einen gewissen Umsetzungsdruck aufzubauen.

Der Gesetzgeber fordert im EnEfG nun aber nicht, dass alle Maßnahmen, die wirtschaftlich vorteilhaft sind, umzusetzen, sondern nur solche, die bereits nach 50% der Nutzungsdauer²³, im vorliegenden Fall also nach 5 Jahren, einen positiven Kapitalwert aufweisen. Die in der obigen Abbildung dargestellte Beispielmaßnahme müsste also nicht umgesetzt werden, da ja der Kapitalwert nach 50% der Nutzungsdauer noch keinen positiven Wert erreicht hat (er liegt bei - 11 738 €). Die Verpflichtung zur Umsetzung bezieht sich also nicht auf Maßnahmen, die generell wirtschaftlich vorteilhaft sind (pos. Kapitalwert), sondern nur auf solche mit – so kann man es bezeichnen – „Super-Wirtschaftlichkeit“.

Diese Anforderung, einen Kapitalwert bei 50% der Nutzungsdauer auf der Grundlage der DIN EN 17463 zu ermitteln, führt in der Betriebspraxis zwangsläufig dazu, dass Unternehmen für alle ausgedachten Effizienzverbesserungsmaßnahmen jeweils zwei Kapitalwerte zu berechnen haben, einen nach der DIN EN 17463 („Standard-KW“) und einen weiteren, der sich nach 50% der Nutzungsdauer ergibt („EnEf-KW“). All jene Maßnahmen,

²² Ähnliche Regelungen enthalten die EnSimiMaV (pos. Kapitalwert nach 20% der Nutzungsdauer bei einer Begrenzung des Bewertungszeitraumes auf 15 Jahre), die BECV bis 2025 (pos. Kapitalwert nach 60% der Nutzungsdauer bei einer Begrenzung des Bewertungszeitraumes auf 9 Jahre), die BECV ab 2026 (pos. Kapitalwert nach 90% der Nutzungsdauer), das EnFG (pos. Kapitalwert nach 90% der Nutzungsdauer).

²³ Ähnliche Regelungen enthalten die EnSimiMaV (pos. Kapitalwert nach 20% der Nutzungsdauer bei einer Begrenzung des Bewertungszeitraumes auf 15 Jahre), die BECV bis 2025 (pos. Kapitalwert nach 60% der Nutzungsdauer bei einer Begrenzung des Bewertungszeitraumes auf 9 Jahre), die BECV ab 2026 (pos. Kapitalwert nach 90% der Nutzungsdauer), das EnFG (pos. Kapitalwert nach 90% der Nutzungsdauer).

- die einen positiven EnEf-KW – und damit „Super-Wirtschaftlichkeit“ – aufweisen, müssen umgesetzt werden;
- die zwar einen positiven Standard-KW, aber einen negativen EnEf-KW aufweisen, wären zwar nach aktuellem Strom- und Energiesteuergesetz (i.d.F.v. 19.12.2022) umzusetzen (zumindest wird nach § 10 Abs. 4 Nr. 2 StromStG bzw. nach § 55 Abs. 5 Nr. 3 EnergieStG eine Umsetzungserklärung erwartet), nach EnEfG aber nicht.

Dies macht deutlich, dass im Zuge der – nach EnEfG vorgeschriebenen – Kapitalwertberechnung ungenutzte Potentiale sichtbar gemacht werden, deren freiwillige oder erzwungene Ausschöpfung Unternehmenswertsteigerungsbeiträge zur Folge hätte, also grundsätzlich im Sinne der jeweiligen Unternehmen sein müssten, wie die folgende Tabelle 9 eines beispielhaften Maßnahmenprogramms – insbesondere die letzte Spalte – aufzuzeigen vermag.

Tabelle 9: Beispielhaftes Maßnahmenprogramm eines Unternehmens mit vorhandenem ISO-50001-System

SEU*-Bezeichnung	Energieeffizienzmaßnahme	Nutzungsdauer [Jahre]	Kapitalwert (= Entscheidungsbasis nach SpaVerlG)	EnEfG		Potential über EnEfG hinaus (wenn Kapitalwert positiv und EnEfG-Kapitalwert negativ)
				50% Nutzungsdauer	EnEfG-Kapitalwert	
Prozess 17	Maßnahme 17	10 Jahre	290.791 €	5 Jahre	-11.738 €	X
Prozess 23	Maßnahme 23	20 Jahre	...	10 Jahre
Prozess 5	Maßnahme 5	15 Jahre	312.445 €	8 Jahre	2.134 €	-
Werkshalle A	Maßnahme A	30 Jahre	234.500 €	15 Jahre	23.400 €	-
...	Maßnahme 21	8 Jahre	34.302 €	4 Jahre	-136.079 €	X
...	Maßnahme 22	12 Jahre	112.340 €	6 Jahre	-43.500 €	X
...	Maßnahme 23	11 Jahre	-43.589 €	6 Jahre	...	-

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Der Tabelle kann man entnehmen, dass beim Beispielunternehmen von sieben evaluierten Effizienzverbesserungsmaßnahmen fünf einen positiven Normal-KW aufweisen, allerdings nur zwei davon einen positivem EnEf-KW, insofern nur Letztgenannte umgesetzt werden müssen. Würde ein Unternehmen die einschlägigen Anforderungen des EnEfG exakt befolgen und nicht darüber hinaus gehen, ergäbe sich insofern durch drei verbleibende Maßnahmen (siehe letzte Spalte) ein KW-Potential in Höhe von etwa 435 T Euro.

6.2 Kontrolle über die normkonforme Anwendung der DIN EN 17463

Bei der Bewertung einer Maßnahme besteht – wie noch aufzuzeigen sein wird – ein beträchtlicher Spielraum, die Ergebnisse im Interesse des Unternehmens zu beeinflussen. Unternehmen dürften tendenziell geneigt sein, einen negativen Kapitalwert nach 50% der Nutzungsdauer auszuweisen, weil dadurch der Freiheitsgrad einer Umsetzung erhöht wird (sie entscheiden selbst, welche Maßnahme umgesetzt wird). Daher ist es erforderlich, dass durch eine externe Person geprüft wird, ob die Anwendung der DIN EN 17463 jeweils normkonform erfolgt ist. Deshalb sind betroffene Unternehmen nach § 13 Abs. 2 EnEfG verpflichtet, die umgesetzten und die aufgrund ihrer fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzten Endenergieeinsparmaßnahmen durch Zertifizierer, Umweltgutachter oder Energieauditorinnen oder Energieauditoren bestätigen zu lassen. Ein Verstoß gegen die o.a. Regelungen kann nach § 39 EnEfG mit einer Geldbuße von bis zu 100.000 Euro geahndet werden.

Der soeben angeführte Spielraum ergibt sich dadurch, dass verschiedene Einstellparameter der Kapitalwertberechnung einen beträchtlichen Einfluss auf das Kalkulationsergebnis haben und individuell durch die Unternehmen selbst (also nicht nach Katalog wie etwa einer Afa-Liste) adjustiert werden. Hiervon betroffen sind insbesondere

- der zu Grunde zu legende Kalkulationszins,
- die Nutzungsdauer und
- die Preisänderungsraten.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Einflussmöglichkeiten. In Abbildung basiert der Kapitalwert in Höhe von 31.994 Euro auf einem Kalkulationszins von 3%. Ziente man darauf ab, einen negativen Kapitalwert auszuweisen,

käme in Betracht, den Kalkulationszins höher (hier auf 5%) einzustellen, wodurch im Beispiel ein Kapitalwert in Höhe von -10.365 Euro zustande käme.

Abbildung 44: Änderung des Kapitalwertes durch Variation des Kalkulationszinssatzes

Basistabelleau											
Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh	0,2277 €/kWh	0,2368 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Barwerte	-390.000 €	40.388 €	40.780 €	41.176 €	41.576 €	41.980 €	42.387 €	42.799 €	43.214 €	43.634 €	44.058 €
Kapitalwert	31.994 €										

A. Veränderung des Kalkulationszinses von 3 auf 5%											
Basiskalkulationszinsfuß i	5 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh	0,2277 €/kWh	0,2368 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Barwerte	-390.000 €	39.619 €	39.242 €	38.868 €	38.498 €	38.131 €	37.768 €	37.408 €	37.052 €	36.699 €	36.350 €
Kapitalwert	-10.365 €										

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Eine andere Einflussmöglichkeit auf das Kalkulationsergebnis bestünde darin, anstelle des Kalkulationszinses die Preissteigerungsrate für Energie abzusenken (hier von 4% auf 2%). Im vorliegenden Beispiel entstünde dadurch ein negativer Kapitalwert, vgl. Abbildung 45.

Abbildung 45: Änderung des Kapitalwertes durch Variation der Preisänderungsrate Energie

Basistabelleau											
Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh	0,2277 €/kWh	0,2368 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Barwerte	-390.000 €	40.388 €	40.780 €	41.176 €	41.576 €	41.980 €	42.387 €	42.799 €	43.214 €	43.634 €	44.058 €
Kapitalwert	31.994 €										

B. Veränderung der Preissteigerungsrate von 4 auf 2%											
Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	2,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,1632 €/kWh	0,1665 €/kWh	0,1698 €/kWh	0,1732 €/kWh	0,1767 €/kWh	0,1802 €/kWh	0,1838 €/kWh	0,1875 €/kWh	0,1912 €/kWh	0,195 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		40.800 €	41.616 €	42.448 €	43.297 €	44.163 €	45.046 €	45.947 €	46.866 €	47.804 €	48.760 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	40.800 €	41.616 €	42.448 €	43.297 €	44.163 €	45.046 €	45.947 €	46.866 €	47.804 €	48.760 €
Barwerte	-390.000 €	39.612 €	39.227 €	38.846 €	38.469 €	38.096 €	37.726 €	37.359 €	36.997 €	36.638 €	36.282 €
Kapitalwert	-10.749 €										

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Möglich ist ferner, die angenommene Laufzeit, d.h. die Wirkungsdauer der Maßnahme neu zu adjustieren (hier von 10 Jahren auf 8 Jahre). Auch hier ergibt sich durch die Parameteranpassung ein negativer Kapitalwert, vgl. Abbildung 46.

Abbildung 46: Änderung des Kapitalwertes durch Variation der Nutzungsdauer

Basistabelle											
Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh	0,2277 €/kWh	0,2368 €/kWh
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €	56.932 €	59.210 €
Barwerte	-390.000 €	40.388 €	40.780 €	41.176 €	41.576 €	41.980 €	42.387 €	42.799 €	43.214 €	43.634 €	44.058 €
Kapitalwert		31.994 €									

C. Reduzierung der Projektlebensdauer von 10 auf 8 Jahre											
Basiskalkulationszinsfuß i	3 %										
Preissteigerungsrate Energie	4,0 %										
Spez. Stromkosten	0,16 €/kWh										
Techn. Einsparpotential	250.000 kWh										
Investausgabe	390.000 €										
Periode t	0	1	2	3	4	5	6	7	8		
Spezifischer Energiepreis		0,1664 €/kWh	0,1731 €/kWh	0,18 €/kWh	0,1872 €/kWh	0,1947 €/kWh	0,2025 €/kWh	0,2105 €/kWh	0,219 €/kWh		
Auszahlungen											
Investitionsauszahlung	-390.000 €										
Einzahlungen											
Energiekosteneinsparungen		41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €		
Resultate/Indikatoren											
Summe	-390.000 €	41.600 €	43.264 €	44.995 €	46.794 €	48.666 €	50.613 €	52.637 €	54.743 €		
Barwerte	-390.000 €	40.388 €	40.780 €	41.176 €	41.576 €	41.980 €	42.387 €	42.799 €	43.214 €		
Kapitalwert		-55.688 €									

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Insgesamt betrachtet ergeben sich erhebliche Möglichkeiten, das Ergebnis von Kapitalwertberechnungen im Sinne eines jeweiligen Unternehmens zu beeinflussen und dies umso einfacher, je kürzer die Betrachtungszeit ist, wie bei der Ermittlung der Super-Wirtschaftlichkeit. Umso wichtiger ist, die aufgrund ihrer fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzten Endenergieeinsparmaßnahmen durch Zertifizierer, Umweltgutachter oder Energieauditorinnen oder Energieauditoren vor einer Bestätigung gründlich auf Plausibilität und Fehlerfreiheit prüfen zu lassen.

6.3 Vergleich mit vorgeschlagener Ausgestaltung im Hauptgutachten

Die obigen Ausführungen lassen sich dahingehend zusammenfassen, dass

- das EnEFG ein Energiemanagementsystem erst ab einem Gesamtjahresenergieverbrauch von 10 GWh fordert, wobei ein Umweltmanagementsystem nach EMAS als gleichwertig angesehen werden würde. Im Hauptgutachten wird ein Umweltmanagementsystem als deutlich schwächeres Instrument zur Aufdeckung von Energieeffizienzpotentialen beurteilt;
- im Rahmen der Anwendung der EnEFG bei Jahresenergieverbräuchen zwischen 2,5 und 10 GWh ein Energieaudit nach DIN EN 16247-1 ausreicht. Die Energieauditnorm DIN EN 16247-1 wird im Hauptgutachten als unzureichendes Instrument zur umfassenden Ausschöpfung von Effizienzpotentialen beurteilt;
- Effizienzverbesserungsmaßnahmen nach EnEFG nur dann umgesetzt werden müssen, wenn bereits nach 50% der Nutzungsdauer ein positiver Kapitalwert erreicht wird (= „Super-Wirtschaftlichkeit“), wodurch im Unternehmen darüber hinaus vorhandene Potenziale – im Vergleich zu den Vorschlägen im Gutachten und auch schon bereits durch die aktuelle Fassung des Strom- und des Energiesteuergesetzes – nicht gehoben werden.

Die Zusammenhänge veranschaulicht die folgende Abbildung. Sie verdeutlicht, dass die Neuregelung des Spitzenausgleichs, insbesondere wie er im Vorschlag 1b des Hauptgutachtens ausgestaltet ist, die einschlägigen Regelungen des EnEFG sehr gut ergänzen könnte, indem er Teilbereiche, die das EnEFG nicht erfasst, abdeckt. Hierbei handelt es sich vornehmlich um Effizienzpotentiale, die

- bei mehr als 50% der Nutzungsdauer einen positiven Kapitalwert generieren;
- die bei Unternehmen mit einem Jahresenergieverbrauch von weniger als 10 GWh und durch ein Energieaudit nicht aufgedeckt werden oder generell bei Unternehmen mit einem Verbrauch von weniger als 2,5 GWh;
- im Rahmen der Anwendung eines Umweltmanagementsystems nicht aufgedeckt werden.

Abbildung 47: Ergänzung des EnEFG durch die Neuregelung des Spitzenausgleichs bei der Aufdeckung und Ausschöpfung von Effizienzpotentialen



Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Die rechteckige Außenfläche der Grafik in Abbildung 47 soll das Effizienzverbesserungspotential aufzeigen, das in Unternehmen, die zum Adressatenkreis des EnEFG und des Spitzenausgleichs gehören, vorliegt, und dessen Ausschöpfung ihnen wirtschaftliche Vorteile brächte. Dementsprechend zeigen die nicht durch den Spitzenausgleich und das EnEFG abgedeckten Flächen ein Effizienzverbesserungspotential, deren Ausschöpfung durch das EnEFG und den Spitzenausgleich nicht forciert wird. Es ist mit anderen Worten eine verbleibende Energie-Effizienz-Lücke (Energy Efficiency Gap), die dadurch entsteht, dass einzelne Unternehmen

- das EnEFG gar nicht befolgen und Bußgeldzahlungen riskieren,
- das EnEFG nicht ordnungsgemäß befolgen, indem sie
 - weniger Effizienzmaßnahmen ausdenken/entwickeln, als es möglich wäre (kaum kontrollierbar),
 - ausgedachte Maßnahmen – durch entsprechende Adjustierung der relevanten Einstellparameter wie Kalkulationszins, Nutzungsdauer und Preisänderungsraten – bewusst so bewerten, dass ein negativer Kapitalwert nach 50% der Nutzungsdauer entsteht (zu kontrollieren durch externe Sachverständige, etwa EnMS-Zertifizierer),
 - nicht vorsätzlich, also z.B. aufgrund fehlender Informationen/Kenntnisse/Erfahrungen fehlerhaft kalkulieren,
- den Spitzenausgleich nicht beantragen,
- die Regelungen des Spitzenausgleichs zwar befolgen (Erfüllung der Gegenleistungen), dafür aber – bei Regelungsvorschlag 1 – keine Investitionszulagen oder weniger als wirtschaftlich vorteilhaft beantragen,
- den Spitzenausgleich zwar beantragen aber – bei Regelungsvorschlag 2 – die Gegenleistungen nicht ordnungsgemäß erfüllen (analog zu den obigen Ausführungen zum EnEFG: fehlerhafte Kalkulation des Kapitalwertes durch entsprechende Adjustierung der relevanten Einstellparameter wie Kalkulationszins, Nutzungsdauer und Preisänderungsraten).

Überlappungen sollen in der Grafik ausdrücken, dass in einem Unternehmen nicht nur das EnEFG, sondern auch die Regelungen des Spitzenausgleichs angewendet werden. In Bezug auf eine konkrete Effizienzverbesserungsmaßnahme würde dies bedeuten, dass der „Normal-Kapitalwert“ nach DIN EN 17463 ermittelt und als Freigabeentscheidungsbasis zugrunde gelegt wird (und nicht der EnEFG-Kapitalwert nach 50% der Nutzungsdauer).

Trotz der o.e. Lücken (die nicht durch den Spitzenausgleich oder das EnEFG abgedeckten Flächen, die sich mit ausgeklügelten Vollzugsüberwachungsregelungen reduzieren ließen) ist davon auszugehen, dass durch die pflichtgemäße Anwendung des EnEFG die Ausschöpfung zahlreicher Effizienzverbesserungspotentiale forciert wird und damit eine Reduktion des Endenergieverbrauchs und in Folge der CO_{2e}-Emissionen zustande kommt. Der Spitzenausgleich wird – als freiwilliges Instrument dem folgend, also nachrangig – dann in jenen Teilbereichen eine zusätzliche Forcierung der Potentialausschöpfung in Gang setzen, die vom EnEFG nicht abgedeckt werden und dies je nach Ausgestaltung des Spitzenausgleiches, wie der folgende Detailvergleich aufzeigt.

Tabelle 10: Detailvergleich der Vorschläge im Hauptgutachten mit dem EnEFG

Sach- # verhalt	zu vergleichende Regelungen			Unterschiede
	Gutachten- Vorschlag 1b	Gutachten-Vorschlag 3b	EnEFG	
1 Adressaten	Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (mit Ausnahme der Wasserversorgung)	Sektorenliste Stromsteuer: Grundstoffe/Strompreiskompensation Sektorenliste Energiesteuer: Anlage zur BECV	Unternehmen mit ≥ 10 GWh bzw. $\geq 2,5$ GWh	Vorschlag 1 und 2 adressieren auch Unternehmen mit Energieverbräuchen < 2,5 GWh Das EnEFG schöpft insofern ein Effizienzverbesserungspotential bei Unternehmen < 2,5 GWh nicht aus
2 Staatlicherseits gewährter Nutzen	bis zu 100 % der individuellen Strom- und Energiesteuerbelastung als Investitionszulage	bis zu 75% der individuellen Strom- und Energiesteuerbelastung kann erstattet werden	kein	Vorschlag 1 und 2 generieren einen Zusatznutzen aus der Anwendung von ISO 50001 (Steuerrückerstattung oder Investitionszulage)
3 Charakter	freiwillig		Pflicht	Vorschlag 1 und 2 kommen nur dann zum Tragen, wenn ein Unternehmen den Spitzenausgleich in Anspruch nehmen will
4 Ver- pflichtung bzw. Gegen- leistung	Energiemanagementsystem nach ISO 50001:2018 (übergangsweise für KMU: ISO 50005 Stufe 3 für max. 3 Jahre) nicht mehr EMAS oder Energieaudits nach DIN EN 16247-1 (per SpaEfV)		bei > 10 GWh: Energiemanagementsystem nach ISO 50001 oder Umweltmanagementsystem nach EMAS bzw. bei > 2,5 GWh: Energieaudits nach DIN EN 16247-1	Vorschlag 1 und 2 schließen EMAS und die SpaEfV und in Folge damit auch die DIN EN 17247-1 (Energieaudits) aus, da jene Regelungen einen zu schwachen Bezug zum Klimaschutz aufweisen Vorschlag 1 und 2 ergänzen ISO 50001 um eine THG-Erweiterungstabelle, um einen stärkeren Bezug zum Klimaschutz herzustellen
		plus THG-Erweiterungstabelle und Erarbeitung von Klimaschutzmaßnahmen		
	Bewertung der Effizienzverbesserungs-/Klimaschutzmaßnahmen nach DIN EN 17463			keine
		„wirtschaftlich vorteilhaft“ ist Maßnahme, wenn positiver Kapitalwert vorliegt	„wirtschaftlich“ ist Maßnahme, wenn Kapitalwert nach 50% der Nutzungsdauer bereits einen positiven Kapitalwert aufweist	Das EnEFG verpflichtet zur Maßnahmenumsetzung erst, wenn „Super-Wirtschaftlichkeit“ (pos. KapWert bereits nach 50% der Nutzungszeit) vorliegt Das EnEFG schöpft insofern ein Effizienzverbesserungspotential hinsichtlich solcher Verbesserungsmaßnahmen nicht aus, die einen positiven erst ab 50% der
	Förderung von konkreten wirtschaftlich vorteilhaften Klimaschutzmaßnahmen bis zur Höhe der gezahlten Steuer	erstattete Steuern müssen zu X % in Klimaschutzinvestitionen investiert werden, sofern wirtschaftlich vorteilhaft; sofern Maßnahmen nicht wirtschaftlich vorteilhaft sind, muss nicht investiert werden	wenn Maßnahme „wirtschaftlich“ ist: Umsetzungspflicht; sofern Maßnahme nicht wirtschaftlich ist, muss nicht umgesetzt werden	

					Nutzungsdauer aufweisen
		Prüfung und Bestätigung durch akkreditierten Energiemanagementzertifizierer		Prüfung und Bestätigung durch akkreditierten Energiemanagementzertifizierer, Umweltgutachter oder Energieauditor	im Grunde keine
5	behördliche Sicherstellung des Vollzugs	Selbstregulation aufgrund eines Nutzens für die Antragsteller		Stichproben erforderlich zur Sicherstellung des Vollzugs	Vollzug des EnEFG muss behördlich überwacht werden
6	Motivation, Maßnahmenideen zu erarbeiten	nicht mehr EMAS oder SpaEfV-Systeme	eher gering bis neutral (wenn im Unternehmen keinerlei wirtschaftlich vorteilhafte Klimaschutzmaßnahmen mehr möglich sind, kann das Unternehmen Strom- und Energiesteuerentlastungen in Anspruch nehmen)	gering, da Verpflichtung ohne unmittelbar erkennbaren Nutzen	Vorschlag 1 dürfte die größte Motivation generieren, Maßnahmenideen zu entwickeln und so die Energieeffizienzlücke zu schließen
7	Mögliche Neigungen bei der Bewertung von Maßnahmen	tendenziell wird zu positiv bewertet, um eine Zulage zu erhalten	tendenziell wird zu negativ bewertet, um „nachzuweisen“, dass kaum oder keine Maßnahmen wirtschaftlich vorteilhaft erscheinen	tendenziell wird zu negativ bewertet, um „nachzuweisen“, dass kaum oder keine Maßnahmen wirtschaftlich vorteilhaft erscheinen, sodass dadurch die Umsetzungsverpflichtung entfällt	Bei allen drei Regelungen ist es erforderlich, dass Sachverständige die Ergebnisse der Bewertungen nach DIN EN 17463 prüfen, weil hohe Manipulationsgefahr besteht.

Quelle: eigene Darstellung (Prof. Nissen)

Der Detailvergleich der Reformvorschläge mit den hier betrachteten Regelungen des EnEFG, dessen Ergebnisse in Tabelle 10 zusammengefasst sind, zeigt auf, dass eine sich befruchtende Koexistenz von EnEFG und Spitzenausgleich erwartet werden kann, weil über die eben angesprochenen Potentialausweitungen (Aspekt # 1 und # 4) wegen des fehlenden Zwangs beim Spitzenausgleich eine stärkere Grundmotivation, Potentiale auszuschöpfen, insbesondere bei Reformvorschlag 1 entstehen dürfte (Aspekt # 6).

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass sich das geplante EnEFG positiv auf den Spitzenausgleich auswirkt, dass sich beide Regelungssysteme gegenseitig ergänzen, weil der Spitzenausgleich ein nicht unbeachtliches zusätzliches Potential zur Endenergieeinsparung und damit CO_{2e}-Minderung über das EnEFG hinaus erfasst, das insbesondere vor dem Hintergrund der Vorgaben des BKlimaSchG ausgeschöpft werden sollte. Insofern sind die vorgeschlagenen Regelungen zur Gegenleistung im Energie- bzw. Stromsteuerrecht keineswegs entbehrlich, im Gegenteil; sie ergänzen und dürften die Ausschöpfung weiterer wirtschaftlich vorteilhafter Potentiale bewirken.

LITERATURVERZEICHNIS

BAFA (2020): Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung – Antragsverfahren 2019 für Begrenzung der EEG-Umlage 2020. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_hintergrundinformationen.pdf;jsessionid=E4785E2D088E-BACF579D8CC1BFEC424A.1_cid371?_blob=publicationFile&v=2.

BAFA (2023): Energiekostendämpfungsprogramm (EKDP) – eingereichte + (teilweise) bewilligte Anträge. Stand der Auswertung: 13.01.2023.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2021): Merkblatt für stromintensive Unternehmen 2021 – zu den gesetzlichen Regelungen nach den §§63 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 einschließlich der Regelung zur Zertifizierung des Energieverbrauchs und der Energieminderungspotenziale. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/bar_merkblatt_unternehmen.pdf?_blob=publicationFile&v=14.

Destatis (2022): Importpreise im August 2022: +32,7 % gegenüber August 2021. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/10/PD22_426_614.html.

Destatis (2023): Verbraucherpreisindex und Inflationsrate. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Verbraucherpreisindex/_inhalt.html.

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>.

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

Eurostat Data Browser. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/en-vir?lang=en&subtheme=nrg.nrg_price.nrg_pc&display=list&sort=category&extractionId=NRG_PC_205.

FÖS, Öko-Institut, GWS (2019): Reform und Harmonisierung der unternehmensbezogenen Ausnahmeregelungen im Energiebereich. Im Auftrag des Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Forschungskennzahl 3713 14 104. Abrufbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2019-03-FOES-UBA-unternehmensbezogene-Ausnahmeregelungen-Energiepreise.pdf>.

Fraunhofer ISI, RWTH Aachen (2022): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung.

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

Harfst, N. (2021): Controlling als Treiber der Energieeffizienz – Integration von Energiemanagement in vorhandene Controllingstrukturen.

Nissen, U. (2014): Energiekostenmanagement – Eine Einführung für Controller, Manager und Techniker in Industrieunternehmen. Stuttgart.

Peneder, M., Rammer, C. (2018): Measuring Competitiveness. Abrufbar unter: https://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/resources/person_dokument/person_dokument.jart?publikation-sid=60838&mime_type=application/pdf.

ZEW (2022): Do manufacturing plants respond to exogenous changes in electricity prices? Evidence from administrative micro-data. Abrufbar unter: <https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp22038.pdf>.

ANHANG I: HAUPTGUTACHTEN: ENTLASTUNGSBERECHTIGTE UNTERNEHMEN UND MAXIMALES ENTLASTUNGSVOLUMEN NACH SEKTOREN (WZ 2003*, 2-STELLER)

WZ 2003 (2-Steller)	Bezeichnung	MWh Strom (2017)	Anzahl Unternehmen	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 1	Maximales Entlastungsvolumen StromSt (Mio. Euro) Tatbestand 2	PJ Energie (2017)	Anzahl Unternehmen	Maximale Entlastungsvolumen EnergieSt (Mio. Euro) Tatbestand 1	Maximale Entlastungsvolumen EnergieSt (Mio. Euro) Tatbestand 2
10	Kohlenbergbau, Torfgewinnung	726.911	2	11,17	9,13	-	-	-	-
11	Gewinnung von Erdöl und Erdgas und verbundene Dienstleistungen	406.543	1	6,25	2,17	-	-	-	-
13	Erzbergbau	2.622	2	0,04	0,03	-	-	-	-
14	Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	610.888	24	9,37	7,57	0,52	2	0,59	0,28
15	Ernährungsgewerbe	7.480.928	202	114,87	74,64	20,29	45	23,22	10,05
16	Tabakverarbeitung	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Textilgewerbe	640.748	25	9,83	6,16	2,24	13	2,56	0,92
18	Bekleidungs-gewerbe	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Ledergewerbe	14.554	1	0,22	0,06	-	-	-	-
20	Holzgewerbe (ohne Möbel)	2.285.105	27	35,11	30,80	3,73	6	4,27	2,22
21	Papiergewerbe	16.017.730	82	246,21	220,36	15,99	15	18,31	11,11
22	Verlagsgewerbe, Druckgewerbe, Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	12.887	1	0,20	0,11	-	-	-	-
23	Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Bruttstoffen	125.484	3	1,93	1,28	-	-	-	-
24	Herstellung von chemischen Erzeugnissen	19.258.746	72	296,05	257,76	27,13	19	31,07	15,76
25	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	4.846.286	107	74,43	45,99	0,88	3	1,00	0,28
26	Glasgewerbe, Herstellung von Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	7.080.086	81	108,80	82,98	3,15	50	3,58	2,17
27	Metallerzeugung und -bearbeitung	19.444.217	128	298,86	260,28	7,68	28	8,78	6,62
28	Herstellung von Metallerzeugnissen	3.144.914	149	48,24	30,92	1,12	16	1,27	0,49
29	Maschinenbau	3.163.064	43	48,60	32,94	1,32	3	1,52	0,59
30	Herstellung von Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräten und -einrichtungen	28.377	1	0,44	0,14	-	-	-	-
31	Herstellung von Geräten der	1.084.387	26	16,65	12,90	0,10	1	0,12	0,05

	Elektrizitätserzeugung, -verteilung u.Ä.								
32	Rundfunk- und Nachrichtentechnik	1.357.799	11	20,87	16,89	-	-	-	-
33	Medizin-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik, Herstellung von Uhren	819.173	5	12,59	9,75	1,06	2	1,22	0,33
34	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	7.494.818	17	115,22	54,50	-	-	-	-
35	Sonstiger Fahrzeugbau	98.649	2	1,52	0,49	-	-	-	-
36	Herstellung von Möbeln, Schmuck, Musikinstrumenten, Sportgeräten, Spielwaren und sonstigen Erzeugnissen	299.660	13	4,60	2,14	-	-	-	-
37	Recycling	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Energieversorgung	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Wasserversorgung	-	-	-	-	-	-	-	-
45	Baugewerbe	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe		96.444.573	1.025	1.482,07	1.159,99	85,20	203	97,51	50,88

ANHANG II: ABGLEICH ANWENDUNGSBEREICH (WZ 2008, 4-STELLER)

Schlüssel WZ 2008	Titel	§ 9b StromStG (allg. Entlastung)	§ 10 StromStG (Spitzenausgleich)	§§63 ff. EEG (bzw. Anlage 4)	BECV	EnFG Anlage 2
05.10	Steinkohlenbergbau	ja	ja	ja	ja	ja
05.20	Braunkohlenbergbau	ja	ja			
06.10	Gewinnung von Erdöl	ja	ja	ja	ja	
06.20	Gewinnung von Erdgas	ja	ja	ja		ja
07.10	Eisenerzbergbau	ja	ja	ja	ja	ja
07.21	Bergbau auf Uran- und Thoriumerze	ja	ja			
07.29	Sonstiger NE-Metallerzbergbau	ja	ja	ja		ja
08.11	Gewinnung von Naturwerksteinen und Natursteinen, Kalk- und Gipsstein, Kreide und Schiefer	ja	ja	ja		ja
08.12	Gewinnung von Kies, Sand, Ton und Kaolin	ja	ja	ja		
08.91	Bergbau auf chemische und Düngemittelminerale	ja	ja	ja	ja	ja
08.92	Torfgewinnung	ja	ja			
08.93	Gewinnung von Salz	ja	ja	ja	ja	ja
08.99	Gewinnung von Steinen und Erden a. n. g.	ja	ja	ja	ja	ja
09.10	Erbringung von Dienstleistungen für die Gewinnung von Erdöl und Erdgas	ja	ja			
09.90	Erbringung von Dienstleistungen für den sonstigen Bergbau und die Gewinnung von Steinen und Erden	ja	ja			
10.11	Schlachten (ohne Schlachten von Geflügel)	ja	ja	ja		ja
10.12	Schlachten von Geflügel	ja	ja	ja		ja
10.13	Fleischverarbeitung	ja	ja	ja		
10.20	Fischverarbeitung	ja	ja	ja		ja
10.31	Kartoffelverarbeitung	ja	ja	ja		ja
10.32	Herstellung von Frucht- und Gemüsesäften	ja	ja	ja		ja
10.39	Sonstige Verarbeitung von Obst und Gemüse	ja	ja	ja		ja
10.41	Herstellung von Ölen und Fetten (ohne Margarine u. ä. Nahrungsfette)	ja	ja	ja	ja	ja
10.42	Herstellung von Margarine u. ä. Nahrungsfetten	ja	ja	ja		ja
10.51	Milchverarbeitung (ohne Herstellung von Speiseeis)	ja	ja	ja		ja

10.52	Herstellung von Speiseeis	ja	ja			
10.61	Mahl- und Schäl­mü­hlen	ja	ja	ja		ja
10.62	Herstellung von Stärke und Stärkeerzeugnissen	ja	ja	ja	ja	ja
10.71	Herstellung von Backwaren (ohne Dauerbackwaren)	ja	ja			
10.72	Herstellung von Dauerbackwaren	ja	ja	ja		ja
10.73	Herstellung von Teigwaren	ja	ja	ja		ja
10.81	Herstellung von Zucker	ja	ja	ja	ja	ja
10.82	Herstellung von Süßwaren (ohne Dauerbackwaren)	ja	ja	ja		ja
10.83	Verarbeitung von Kaffee und Tee, Herstellung von Kaffee-Ersatz	ja	ja	ja		
10.84	Herstellung von Würzmitteln und Soßen	ja	ja	ja		
10.85	Herstellung von Fertiggerichten	ja	ja	ja		ja
10.86	Herstellung von homogenisierten und diätetischen Nahrungsmitteln	ja	ja	ja		ja
10.89	Herstellung von sonstigen Nahrungsmitteln a. n. g.	ja	ja	ja		ja
10.91	Herstellung von Futtermitteln für Nutztier­e	ja	ja	ja		ja
10.92	Herstellung von Futtermitteln für sonstige Tiere	ja	ja	ja		ja
11.01	Herstellung von Spirituosen	ja	ja	ja		
11.02	Herstellung von Traubenwein	ja	ja	ja		
11.03	Herstellung von Apfelwein und anderen Fruchtweinen	ja	ja	ja		
11.04	Herstellung von Wermutwein und sonstigen aromatisierten Weinen	ja	ja	ja		ja
11.05	Herstellung von Bier	ja	ja	ja		
11.06	Herstellung von Malz	ja	ja	ja	ja	ja
11.07	Herstellung von Erfrischungsgetränken; Gewinnung natürlicher Mineralwässer	ja	ja	ja		ja
12.00	Tabakverarbeitung	ja	ja	ja		
13.10	Spinnstoffaufbereitung und Spinnerei	ja	ja	ja	ja	ja
13.20	Weberei	ja	ja	ja		ja
13.30	Veredlung von Textilien und Bekleidung	ja	ja	ja	ja	ja
13.91	Herstellung von gewirktem und gestricktem Stoff	ja	ja	ja		ja
13.92	Herstellung von konfektionierten Textilwaren (ohne Bekleidung)	ja	ja	ja		
13.93	Herstellung von Teppichen	ja	ja	ja		ja
13.94	Herstellung von Seilerwaren	ja	ja	ja		ja

13.95	Herstellung von Vliesstoff und Erzeugnissen daraus (ohne Bekleidung)	ja	ja	ja	ja	ja
13.96	Herstellung von technischen Textilien	ja	ja	ja		ja
13.99	Herstellung von sonstigen Textilwaren a. n. g.	ja	ja	ja		
14.11	Herstellung von Lederbekleidung	ja	ja	ja		ja
14.12	Herstellung von Arbeits- und Berufsbekleidung	ja	ja	ja		
14.13	Herstellung von sonstiger Oberbekleidung	ja	ja	ja		
14.14	Herstellung von Wäsche	ja	ja	ja		
14.19	Herstellung von sonstiger Bekleidung und Bekleidungszubehör a. n. g.	ja	ja	ja		
14.20	Herstellung von Pelzwaren	ja	ja	ja		
14.31	Herstellung von Strumpfwaren	ja	ja	ja		ja
14.39	Herstellung von sonstiger Bekleidung aus gewirktem und gestricktem Stoff	ja	ja	ja		
15.11	Herstellung von Leder und Lederfaserstoff; Zurichtung und Färben von Fellen	ja	ja	ja		ja
15.12	Lederverarbeitung (ohne Herstellung von Lederbekleidung)	ja	ja	ja		
15.20	Herstellung von Schuhen	ja	ja	ja		
16.10	Säge-, Hobel- und Holzimprägnierwerke	ja	ja	ja		ja
16.21	Herstellung von Furnier-, Sperrholz-, Holzfaser- und Holzspanplatten	ja	ja	ja	ja	ja
16.22	Herstellung von Parketttafeln	ja	ja	ja		ja
16.23	Herstellung von sonstigen Konstruktionsteilen, Fertigbauteilen, Ausbauelementen und Fertigteilbauten aus Holz	ja	ja	ja		
16.24	Herstellung von Verpackungsmitteln, Lagerbehältern und Ladungsträgern aus Holz	ja	ja	ja		
16.29	Herstellung von Holzwaren a.n.g., Kork-, Flecht- und Korbwaren (ohne Möbel)	ja	ja	ja		ja
17.11	Herstellung von Holz- und Zellstoff	ja	ja	ja	ja	ja
17.12	Herstellung von Papier, Karton und Pappe	ja	ja	ja	ja	ja
17.21	Herstellung von Wellpapier und -pappe sowie von Verpackungsmitteln aus Papier, Karton und Pappe	ja	ja	ja		
17.22	Herstellung von Haushalts-, Hygiene- und Toilettenartikeln aus Zellstoff, Papier und Pappe	ja	ja	ja		ja

17.23	Herstellung von Schreibwaren und Bürobedarf aus Papier, Karton und Pappe	ja	ja	ja		ja
17.24	Herstellung von Tapeten	ja	ja	ja		ja
17.29	Herstellung von sonstigen Waren aus Papier, Karton und Pappe	ja	ja	ja		ja
18.11	Drucken von Zeitungen	ja	ja			
18.12	Drucken a. n. g.	ja	ja			
18.13	Druck- und Medieneinstufung	ja	ja	ja		
18.14	Binden von Druckerzeugnissen und damit verbundene Dienstleistungen	ja	ja			
18.20	Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	ja	ja			
19.10	Kokerei	ja	ja	ja	ja	
19.20	Mineralölverarbeitung	ja	ja	ja	ja	ja
20.11	Herstellung von Industriegasen	ja	ja	ja	ja	ja
20.12	Herstellung von Farbstoffen und Pigmenten	ja	ja	ja	ja	ja
20.13	Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	ja	ja	ja	ja	ja
20.14	Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien	ja	ja	ja	ja	ja
20.15	Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen	ja	ja	ja	ja	ja
20.16	Herstellung von Kunststoffen in Primärformen	ja	ja	ja	ja	ja
20.17	Herstellung von synthetischem Kautschuk in Primärformen	ja	ja	ja	ja	ja
20.20	Herstellung von Schädlingsbekämpfung-, Pflanzenschutz- und Desinfektionsmitteln	ja	ja	ja		
20.30	Herstellung von Anstrichmitteln, Druckfarben und Kittungen	ja	ja	ja		
20.41	Herstellung von Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Poliermitteln	ja	ja	ja		
20.42	Herstellung von Körperpflegemitteln und Duftstoffen	ja	ja	ja		
20.51	Herstellung von pyrotechnischen Erzeugnissen	ja	ja			ja
20.52	Herstellung von Klebstoffen	ja	ja	ja		ja
20.53	Herstellung von ätherischen Ölen	ja	ja	ja		
20.59	Herstellung von sonstigen chemischen Erzeugnissen a. n. g.	ja	ja	ja		ja
20.60	Herstellung von Chemiefasern	ja	ja	ja	ja	ja
21.10	Herstellung von pharmazeutischen Grundstoffen	ja	ja	ja	ja	ja

21.20	Herstellung von pharmazeutischen Spezialitäten und sonstigen pharmazeutischen Erzeugnissen	ja	ja	ja		
22.11	Herstellung und Runderneuerung von Bereifungen	ja	ja	ja		ja
22.19	Herstellung von sonstigen Gummiwaren	ja	ja	ja		ja
22.21	Herstellung von Platten, Folien, Schläuchen und Profilen aus Kunststoffen	ja	ja	ja		ja
22.22	Herstellung von Verpackungsmitteln aus Kunststoffen	ja	ja	ja		ja
22.23	Herstellung von Baubedarfsartikeln aus Kunststoffen	ja	ja	ja		
22.29	Herstellung von sonstigen Kunststoffwaren	ja	ja	ja		ja
23.11	Herstellung von Flachglas	ja	ja	ja	ja	ja
23.12	Veredlung und Bearbeitung von Flachglas	ja	ja	ja		ja
23.13	Herstellung von Hohlglas	ja	ja	ja	ja	ja
23.14	Herstellung von Glasfasern und Waren daraus	ja	ja	ja	ja	ja
23.19	Herstellung, Veredlung und Bearbeitung von sonstigem Glas einschließlich technischen Glaswaren	ja	ja	ja	ja	ja
23.20	Herstellung von feuerfesten keramischen Werkstoffen und Waren	ja	ja	ja	ja	ja
23.31	Herstellung von keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten	ja	ja	ja	ja	ja
23.32	Herstellung von Ziegeln und sonstiger Baukeramik	ja	ja	ja	ja	ja
23.41	Herstellung von keramischen Haushaltswaren und Ziergegenständen	ja	ja	ja	ja	
23.42	Herstellung von Sanitärkeramik	ja	ja	ja	ja	ja
23.43	Herstellung von Isolatoren und Isolierteilen aus Keramik	ja	ja	ja		ja
23.44	Herstellung von keramischen Erzeugnissen für sonstige technische Zwecke	ja	ja	ja		ja
23.49	Herstellung von sonstigen keramischen Erzeugnissen	ja	ja	ja		ja
23.51	Herstellung von Zement	ja	ja	ja	ja	ja
23.52	Herstellung von Kalk und gebranntem Gips	ja	ja	ja	ja	ja
23.61	Herstellung von Erzeugnissen aus Beton, Zement und Kalksandstein für den Bau	ja	ja			
23.62	Herstellung von Gipserzeugnissen für den Bau	ja	ja	ja		

23.63	Herstellung von Frischbeton (Transportbeton)	ja	ja			
23.64	Herstellung von Mörtel und anderem Beton (Trockenbeton)	ja	ja			
23.65	Herstellung von Faserzementwaren	ja	ja	ja		ja
23.69	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips a. n. g.	ja	ja	ja		
23.70	Be- und Verarbeitung von Naturwerksteinen und Natursteinen a. n. g.	ja	ja	ja		
23.91	Herstellung von Schleifkörpern und Schleifmitteln auf Unterlage	ja	ja	ja		ja
23.99	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus nichtmetallischen Mineralien a. n. g.	ja	ja	ja	ja	ja
24.10	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	ja	ja	ja	ja	ja
24.20	Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl	ja	ja	ja	ja	ja
24.31	Herstellung von Blankstahl	ja	ja	ja	ja	ja
24.32	Herstellung von Kaltband mit einer Breite von weniger als 600 mm	ja	ja	ja		ja
24.33	Herstellung von Kaltprofilen	ja	ja	ja		
24.34	Herstellung von kaltgezogenem Draht	ja	ja	ja		ja
24.41	Erzeugung und erste Bearbeitung von Edelmetallen	ja	ja	ja		
24.42	Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium	ja	ja	ja	ja	ja
24.43	Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn	ja	ja	ja	ja	ja
24.44	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer	ja	ja	ja	ja	ja
24.45	Erzeugung und erste Bearbeitung von sonstigen NE-Metallen	ja	ja	ja	ja	ja
24.46	Aufbereitung von Kernbrennstoffen	ja	ja	ja	ja	ja
24.51	Eisengießereien	ja	ja	ja	ja	ja
24.52	Stahlgießereien	ja	ja	ja		ja
24.53	Leichtmetallgießereien	ja	ja	ja		ja
24.54	Buntmetallgießereien	ja	ja	ja		
25.11	Herstellung von Metallkonstruktionen	ja	ja	ja		
25.12	Herstellung von Ausbauelementen aus Metall	ja	ja	ja		
25.21	Herstellung von Heizkörpern und -kesseln für Zentralheizungen	ja	ja	ja		

25.29	Herstellung von Sammelbehältern, Tanks u. ä. Behältern aus Metall	ja	ja	ja		
25.30	Herstellung von Dampfkesseln (ohne Zentralheizungskessel)	ja	ja	ja		
25.40	Herstellung von Waffen und Munition	ja	ja	ja		
25.50	Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen	ja	ja	ja		ja
25.61	Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung	ja	ja	ja		ja
25.62	Mechanik a. n. g.	ja	ja			
25.71	Herstellung von Schneidwaren und Bestecken aus unedlen Metallen	ja	ja	ja		ja
25.72	Herstellung von Schlössern und Beschlägen aus unedlen Metallen	ja	ja	ja		
25.73	Herstellung von Werkzeugen	ja	ja	ja		
25.91	Herstellung von Fässern, Trommeln, Dosen, Eimern u. ä. Behältern aus Metall	ja	ja	ja		ja
25.92	Herstellung von Verpackungen und Verschlüssen aus Eisen, Stahl und NE-Metall	ja	ja	ja		ja
25.93	Herstellung von Drahtwaren, Ketten und Federn	ja	ja	ja		ja
25.94	Herstellung von Schrauben und Nieten	ja	ja	ja		ja
25.99	Herstellung von sonstigen Metallwaren a. n. g.	ja	ja	ja		
26.11	Herstellung von elektronischen Bauelementen	ja	ja	ja		ja
26.12	Herstellung von bestückten Leiterplatten	ja	ja	ja		
26.20	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und peripheren Geräten	ja	ja	ja		
26.30	Herstellung von Geräten und Einrichtungen der Telekommunikationstechnik	ja	ja	ja		
26.40	Herstellung von Geräten der Unterhaltungselektronik	ja	ja	ja		
26.51	Herstellung von Mess-, Kontroll-, Navigations- u. ä. Instrumenten und Vorrichtungen	ja	ja	ja		
26.52	Herstellung von Uhren	ja	ja	ja		
26.60	Herstellung von Bestrahlungs- und Elektrotherapiegeräten und elektromedizinischen Geräten	ja	ja	ja		
26.70	Herstellung von optischen und fotografischen Instrumenten und Geräten	ja	ja	ja		

26.80	Herstellung von magnetischen und optischen Datenträgern	ja	ja	ja		
27.11	Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren	ja	ja	ja		
27.12	Herstellung von Elektrizitätsverteilungs- und -schalteneinrichtungen	ja	ja	ja		
27.20	Herstellung von Batterien und Akkumulatoren	ja	ja	ja		ja
27.31	Herstellung von Glasfaserkabeln	ja	ja	ja		ja
27.32	Herstellung von sonstigen elektronischen und elektrischen Drähten und Kabeln	ja	ja	ja		ja
27.33	Herstellung von elektrischem Installationsmaterial	ja	ja	ja		
27.40	Herstellung von elektrischen Lampen und Leuchten	ja	ja	ja		
27.51	Herstellung von elektrischen Haushaltsgeräten	ja	ja	ja		
27.52	Herstellung von nicht elektrischen Haushaltsgeräten	ja	ja	ja		
27.90	Herstellung von sonstigen elektrischen Ausrüstungen und Geräten a. n. g.	ja	ja	ja		ja
28.11	Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßenfahrzeuge)	ja	ja	ja		
28.12	Herstellung von hydraulischen und pneumatischen Komponenten und Systemen	ja	ja	ja		
28.13	Herstellung von Pumpen und Kompressoren a. n. g.	ja	ja	ja		
28.14	Herstellung von Armaturen a. n. g.	ja	ja	ja		
28.15	Herstellung von Lagern, Getrieben, Zahnrädern und Antriebselementen	ja	ja	ja		ja
28.21	Herstellung von Öfen und Brennern	ja	ja	ja		
28.22	Herstellung von Hebezeugen und Fördermitteln	ja	ja	ja		
28.23	Herstellung von Büromaschinen (ohne Datenverarbeitungsgeräte und periphere Geräte)	ja	ja	ja		
28.24	Herstellung von handgeführten Werkzeugen mit Motorantrieb	ja	ja	ja		
28.25	Herstellung von kälte- und lufttechnischen Erzeugnissen, nicht für den Haushalt	ja	ja	ja		
28.29	Herstellung von sonstigen nicht wirtschaftszweigspezifischen Maschinen a. n. g.	ja	ja	ja		
28.30	Herstellung von land- und forstwirtschaftlichen Maschinen	ja	ja	ja		

28.41	Herstellung von Werkzeugmaschinen für die Metallbearbeitung	ja	ja	ja		
28.49	Herstellung von sonstigen Werkzeugmaschinen	ja	ja	ja		
28.91	Herstellung von Maschinen für die Metallerzeugung, von Walzwerkseinrichtungen und Gießmaschinen	ja	ja	ja		
28.92	Herstellung von Bergwerks-, Bau- und Baustoffmaschinen	ja	ja	ja		
28.93	Herstellung von Maschinen für die Nahrungs- und Genussmittelerzeugung und die Tabakverarbeitung	ja	ja	ja		
28.94	Herstellung von Maschinen für die Textil- und Bekleidungsherstellung und die Lederverarbeitung	ja	ja	ja		
28.95	Herstellung von Maschinen für die Papiererzeugung und -verarbeitung	ja	ja	ja		
28.96	Herstellung von Maschinen für die Verarbeitung von Kunststoffen und Kautschuk	ja	ja	ja		
28.99	Herstellung von Maschinen für sonstige bestimmte Wirtschaftszweige a. n. g.	ja	ja	ja		
29.10	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren	ja	ja	ja		
29.20	Herstellung von Karosserien, Aufbauten und Anhängern	ja	ja	ja		
29.31	Herstellung elektrischer und elektronischer Ausrüstungsgegenstände für Kraftwagen	ja	ja	ja		
29.32	Herstellung von sonstigen Teilen und sonstigem Zubehör für Kraftwagen	ja	ja	ja		ja
30.11	Schiffbau (ohne Boots- und Yachtbau)	ja	ja	ja		
30.12	Boots- und Yachtbau	ja	ja	ja		
30.20	Schienenfahrzeugbau	ja	ja	ja		
30.30	Luft- und Raumfahrzeugbau	ja	ja	ja		
30.40	Herstellung von militärischen Kampffahrzeugen	ja	ja	ja		
30.91	Herstellung von Krafträdern	ja	ja	ja		ja
30.92	Herstellung von Fahrrädern sowie von Behindertenfahrzeugen	ja	ja	ja		
30.99	Herstellung von sonstigen Fahrzeugen a. n. g.	ja	ja	ja		ja
31.01	Herstellung von Büro- und Ladenmöbeln	ja	ja	ja		
31.02	Herstellung von Küchenmöbeln	ja	ja	ja		
31.03	Herstellung von Matratzen	ja	ja	ja		
31.09	Herstellung von sonstigen Möbeln	ja	ja	ja		

32.11	Herstellung von Münzen	ja	ja	ja		
32.12	Herstellung von Schmuck, Gold- und Silberschmiedewaren (ohne Fantasieschmuck)	ja	ja	ja		
32.13	Herstellung von Fantasieschmuck	ja	ja	ja		
32.20	Herstellung von Musikinstrumenten	ja	ja	ja		
32.30	Herstellung von Sportgeräten	ja	ja	ja		
32.40	Herstellung von Spielwaren	ja	ja	ja		
32.50	Herstellung von medizinischen und zahnmedizinischen Apparaten und Materialien	ja	ja	ja		
32.91	Herstellung von Besen und Bürsten	ja	ja	ja		
32.99	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen a. n. g.	ja	ja	ja		
33.11	Reparatur von Metallerzeugnissen	ja	ja			
33.12	Reparatur von Maschinen	ja	ja			
33.13	Reparatur von elektronischen und optischen Geräten	ja	ja			
33.14	Reparatur von elektrischen Ausrüstungen	ja	ja			
33.15	Reparatur und Instandhaltung von Schiffen, Booten und Yachten	ja	ja			
33.16	Reparatur und Instandhaltung von Luft- und Raumfahrzeugen	ja	ja			
33.17	Reparatur und Instandhaltung von Fahrzeugen a. n. g.	ja	ja			
33.19	Reparatur von sonstigen Ausrüstungen	ja	ja			
33.20	Installation von Maschinen und Ausrüstungen a. n. g.	ja	ja			
35.11	Elektrizitätserzeugung	ja	ja			
35.12	Elektrizitätsübertragung	ja	ja			
35.13	Elektrizitätsverteilung	ja	ja			
35.14	Elektrizitätshandel	ja	ja			
35.21	Gaserzeugung	ja	ja			
35.22	Gasverteilung durch Rohrleitungen	ja	ja			
35.23	Gashandel durch Rohrleitungen	ja	ja			
35.30	Wärme- und Kälteversorgung	ja	ja			
36.00	Wasserversorgung	ja	ja			
37.00	Abwasserentsorgung	ja	ja			
38.11	Sammlung nicht gefährlicher Abfälle	ja	ja			
38.12	Sammlung gefährlicher Abfälle	ja	ja			
38.21	Behandlung und Beseitigung nicht gefährlicher Abfälle	ja	ja			

38.22	Behandlung und Beseitigung gefährlicher Abfälle	ja	ja			
38.31	Zerlegen von Schiffs- und Fahrzeugwracks und anderen Altwaren	ja	ja			
38.32	Rückgewinnung sortierter Werkstoffe	ja	ja	ja		
39.00	Beseitigung von Umweltverschmutzungen und sonstige Entsorgung	ja	ja			
41.10	Erschließung von Grundstücken; Bauträger	ja	ja			
41.20	Bau von Gebäuden	ja	ja			
42.11	Bau von Straßen	ja	ja			
42.12	Bau von Bahnverkehrsstrecken	ja	ja			
42.13	Brücken- und Tunnelbau	ja	ja			
42.21	Rohrleitungstiefbau, Brunnenbau und Kläranlagenbau	ja	ja			
42.22	Kabelnetzleitungstiefbau	ja	ja			
42.91	Wasserbau	ja	ja			
42.99	Sonstiger Tiefbau a. n. g.	ja	ja			
43.11	Abbrucharbeiten	ja	ja			
43.12	Vorbereitende Baustellenarbeiten	ja	ja			
43.13	Test- und Suchbohrung	ja	ja			
43.21	Elektroinstallation	ja	ja			
43.22	Gas-, Wasser-, Heizungs- sowie Lüftungs- und Klimainstallation	ja	ja			
43.29	Sonstige Bauinstallation	ja	ja			
43.31	Anbringen von Stuckaturen, Gipserei und Verputzerei	ja	ja			
43.32	Bautischlerei und -schlosserei	ja	ja			
43.33	Fußboden-, Fliesen- und Plattenlegerei, Tapeziererei	ja	ja			
43.34	Malerei und Glaserei	ja	ja			
43.39	Sonstiger Ausbau a. n. g.	ja	ja			
43.91	Dachdeckerei und Zimmerei	ja	ja			
43.99	Sonstige spezialisierte Bautätigkeiten a. n. g.	ja	ja			

ANHANG III: WIRTSCHAFTSZWEIGE, DIE NACH ANPASSUNG DES SEKTORKRITERIUMS (ANLAGE 2 ENFG) GEGENÜBER DEM HAUPTGUTACHTEN NICHT MEHR ENTLASTUNGSBERECHTIGT WÄREN

Sektor (WZ08)	Sektorbezeichnung
06.10	Gewinnung von Erdöl
08.12	Gewinnung von Kies, Sand, Ton und Kaolin
10.13	Fleischverarbeitung
10.83	Verarbeitung von Kaffee und Tee, Herstellung von Kaffee-Ersatz
10.84	Herstellung von Würzmitteln und Soßen
11.01	Herstellung von Spirituosen
11.02	Herstellung von Traubenwein
11.03	Herstellung von Apfelwein und anderen Fruchtweinen
11.05	Herstellung von Bier
12.00	Tabakverarbeitung
13.92	Herstellung von konfektionierten Textilwaren (ohne Bekleidung)
13.99	Herstellung von sonstigen Textilwaren a. n. g.
14.12	Herstellung von Arbeits- und Berufsbekleidung
14.13	Herstellung von sonstiger Oberbekleidung
14.14	Herstellung von Wäsche
14.19	Herstellung von sonstiger Bekleidung und Bekleidungszubehör a. n. g.
14.20	Herstellung von Pelzwaren
14.39	Herstellung von sonstiger Bekleidung aus gewirktem und gestricktem Stoff
15.12	Lederverarbeitung (ohne Herstellung von Lederbekleidung)
15.20	Herstellung von Schuhen
16.23	Herstellung von sonstigen Konstruktionsteilen, Fertigbauteilen, Ausbauelementen und Fertigteilbauten aus Holz
16.24	Herstellung von Verpackungsmitteln, Lagerbehältern und Ladungsträgern aus Holz
17.21	Herstellung von Wellpapier und -pappe sowie von Verpackungsmitteln aus Papier, Karton und Pappe
18.13	Druck- und Medienvorstufe
19.10	Kokerei
20.20	Herstellung von Schädlingsbekämpfungs-, Pflanzenschutz- und Desinfektionsmitteln
20.30	Herstellung von Anstrichmitteln, Druckfarben und Kitten
20.41	Herstellung von Seifen, Wasch-, Reinigungs- und Poliermitteln
20.42	Herstellung von Körperpflegemitteln und Duftstoffen
20.53	Herstellung von etherischen Ölen
21.20	Herstellung von pharmazeutischen Spezialitäten und sonstigen pharmazeutischen Erzeugnissen
22.23	Herstellung von Baubedarfsartikeln aus Kunststoffen
23.41	Herstellung von keramischen Haushaltswaren und Ziergegenständen
23.62	Herstellung von Gipserzeugnissen für den Bau
23.69	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips a. n. g.

23.70	Be- und Verarbeitung von Naturwerksteinen und Natursteinen a. n. g.
24.33	Herstellung von Kaltprofilen
24.41	Erzeugung und erste Bearbeitung von Edelmetallen
24.54	Buntmetallgießereien
25.11	Herstellung von Metallkonstruktionen
25.12	Herstellung von Ausbauelementen aus Metall
25.21	Herstellung von Heizkörpern und -kesseln für Zentralheizungen
25.29	Herstellung von Sammelbehältern, Tanks u. ä. Behältern aus Metall
25.30	Herstellung von Dampfkesseln (ohne Zentralheizungskessel)
25.40	Herstellung von Waffen und Munition
25.72	Herstellung von Schlössern und Beschlägen aus unedlen Metallen
25.73	Herstellung von Werkzeugen
25.99	Herstellung von sonstigen Metallwaren a. n. g.
26.12	Herstellung von bestückten Leiterplatten
26.20	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten und peripheren Geräten
26.30	Herstellung von Geräten und Einrichtungen der Telekommunikationstechnik
26.40	Herstellung von Geräten der Unterhaltungselektronik
26.51	Herstellung von Mess-, Kontroll-, Navigations- u. ä. Instrumenten und Vorrichtungen
26.52	Herstellung von Uhren
26.60	Herstellung von Bestrahlungs- und Elektrotherapiegeräten und elektromedizinischen Geräten
26.70	Herstellung von optischen und fotografischen Instrumenten und Geräten
26.80	Herstellung von magnetischen und optischen Datenträgern
27.11	Herstellung von Elektromotoren, Generatoren und Transformatoren
27.12	Herstellung von Elektrizitätsverteilungs- und -schalteinrichtungen
27.33	Herstellung von elektrischem Installationsmaterial
27.40	Herstellung von elektrischen Lampen und Leuchten
27.51	Herstellung von elektrischen Haushaltsgeräten
27.52	Herstellung von nicht elektrischen Haushaltsgeräten
28.11	Herstellung von Verbrennungsmotoren und Turbinen (ohne Motoren für Luft- und Straßenfahrzeuge)
28.12	Herstellung von hydraulischen und pneumatischen Komponenten und Systemen
28.13	Herstellung von Pumpen und Kompressoren a. n. g.
28.14	Herstellung von Armaturen a. n. g.
28.21	Herstellung von Öfen und Brennern
28.22	Herstellung von Hebezeugen und Fördermitteln
28.23	Herstellung von Büromaschinen (ohne Datenverarbeitungsgeräte und periphere Geräte)
28.24	Herstellung von handgeführten Werkzeugen mit Motorantrieb
28.25	Herstellung von kälte- und lufttechnischen Erzeugnissen, nicht für den Haushalt
28.29	Herstellung von sonstigen nicht wirtschaftszweigspezifischen Maschinen a. n. g.
28.30	Herstellung von land- und forstwirtschaftlichen Maschinen

28.41	Herstellung von Werkzeugmaschinen für die Metallbearbeitung
28.49	Herstellung von sonstigen Werkzeugmaschinen
28.91	Herstellung von Maschinen für die Metallerzeugung, von Walzwerkseinrichtungen und Gießmaschinen
28.92	Herstellung von Bergwerks-, Bau- und Baustoffmaschinen
28.93	Herstellung von Maschinen für die Nahrungs- und Genussmittelerzeugung und die Tabakverarbeitung
28.94	Herstellung von Maschinen für die Textil- und Bekleidungsherstellung und die Lederverarbeitung
28.95	Herstellung von Maschinen für die Papiererzeugung und -verarbeitung
28.96	Herstellung von Maschinen für die Verarbeitung von Kunststoffen und Kautschuk
28.99	Herstellung von Maschinen für sonstige bestimmte Wirtschaftszweige a. n. g.
29.10	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren
29.20	Herstellung von Karosserien, Aufbauten und Anhängern
29.31	Herstellung elektrischer und elektronischer Ausrüstungsgegenstände für Kraftwagen
30.11	Schiffbau (ohne Boots- und Yachtbau)
30.12	Boots- und Yachtbau
30.20	Schienefahrzeugbau
30.30	Luft- und Raumfahrzeugbau
30.40	Herstellung von militärischen Kampffahrzeugen
30.92	Herstellung von Fahrrädern sowie von Behindertenfahrzeugen
31.01	Herstellung von Büro- und Ladenmöbeln
31.02	Herstellung von Küchenmöbeln
31.03	Herstellung von Matratzen
31.09	Herstellung von sonstigen Möbeln
32.11	Herstellung von Münzen
32.12	Herstellung von Schmuck, Gold- und Silberschmiedewaren (ohne Fantasieschmuck)
32.13	Herstellung von Fantasieschmuck
32.20	Herstellung von Musikinstrumenten
32.30	Herstellung von Sportgeräten
32.40	Herstellung von Spielwaren
32.50	Herstellung von medizinischen und zahnmedizinischen Apparaten und Materialien
32.91	Herstellung von Besen und Bürsten
32.99	Herstellung von sonstigen Erzeugnissen a. n. g.
38.32	Rückgewinnung sortierter Werkstoffe

ANHANG IV: ABGRENZUNG DER ABGEBILDETEN SEKTOREN

WZ-08	Offizielle/r Sektorenname/n	Verwendete Abkürzung	Relevante Abbildungen
01-03	Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei	Landwirtschaft, Forstwirtschaft & Fischerei	Abbildung 11
05-09	Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	Bergbau & Gewinnung von Steinen und Erden	Abbildung 11, Abbildung 13
10-12	Herstellung von Nahrungs- und Genussmitteln, Getränken und Tabakerzeugnissen	Nahrungs- & Genussmittel, Getränke & Tabakerzeugnisse	Abbildung 11
13-15	Herstellung von Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhen	Textilien, Bekleidung, Leder, Lederwaren und Schuhe	Abbildung 11
16	Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)	Abbildung 11
17,18	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus; Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	Papier, Pappe und Waren daraus, Druckerzeugnisse; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	Abbildung 11, Abbildung 13
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	Kokerei & Mineralölverarbeitung	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
20,21	Herstellung von chemischen Erzeugnissen; Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	Chemische & pharmazeutische Erzeugnisse	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
22, 31-33	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren; Herstellung von Möbeln; Herstellung von sonstigen Waren; Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	Gummi- und Kunststoffwaren, Sonstige Herstellung von Waren, Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	Abbildung 11
23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	Glas & Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen & Erden	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
24.1-24.3, 24.5	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen; Herstellung von Stahlrohren, Rohrform-, Rohrverschluss- und Rohrverbindungsstücken aus Stahl; Sonstige erste Bearbeitung von Eisen und Stahl; Gießereien	Metallerzeugung & -bearbeitung (exkl. NE-Metalle)	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
24.4	Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	Erzeugung & erste Bearbeitung von NE-Metallen	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
25-28	Herstellung von Metallerzeugnissen; Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen; Herstellung von elektrischen Ausrüstungen; Maschinenbau	Metallerzeugnisse, Datenverarbeitungsgeräte, elektronische und optische, Maschinenbau	Abbildung 11, Abbildung 13

		Erzeugnisse, elektrischen Ausrüstungen	
29,30	Fahrzeugbau	Fahrzeugbau	Abbildung 11
35.1	Elektrizitätsversorgung	Elektrizitätsversorgung	Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13
35.2, 35.3	Gasversorgung; Wärme- und Kälteversorgung	Energieversorgung (exkl. Elektrizitätsversorgung)	Abbildung 11
41-43	Baugewerbe	Baugewerbe	Abbildung 11, Abbildung 13
50	Schifffahrt	Schifffahrt	Abbildung 11
51	Luftfahrt	Luftfahrt	Abbildung 11
52, 53	Lagerei sowie Erbringung von sonstigen Dienstleistungen für den Verkehr; Post-, Kurier- und Expressdienste	Lagerei sowie Erbringung von sonstigen Dienstleistungen für den Verkehr, Post-, Kurier- und Expressdienste	Abbildung 11

ANHANG V: ÜBERSICHT ÜBER BRANCHEN UND PRIVILEGIERTE STROMMENGE BEIM EEG (2-STELLER WZ 2008, BEGRENZUNGSJAHR 2019)

Wirtschaftszweig (WZ 2008)	Abnahmestellen	Privilegierte Strommenge (in GWh)
0800 Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	135	607
1000 Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	366	4.406
1100 Getränkeherstellung	39	388
1300 Herstellung von Textilien	52	598
1600 Herstellung von Holz, Flecht, Korb und Korkwaren (ohne Möbel)	132	3.293
1700 Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	126	12.313
1800 Herstellung von Druckerzeugnissen etc.	16	264
1900 Kokerei und Mineralölverarbeitung	15	3.321
2000 Herstellung von chemischen Erzeugnissen	289	28.707
2200 Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	376	4.829
2300 Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, etc.	313	8.818
2400 Metallerzeugung und -bearbeitung	322	30.289
2500 Herstellung von Metallerzeugnissen	175	1.577
2600 Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, etc.	15	226
2700 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	18	621
2800 Maschinenbau	12	417
2900 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	17	153
3800 Sammlung, behandlung und Beseitigung von Abfällen etc.	98	629
4900 Landverkehr und Transport in Rohrfernleitungen*	148	12.808
Sonstige WZ	55	952
Gesamtergebnis	2.719	115.216

Quelle: eigene Darstellung nach (BAFA 2020) *Schienenbahnen (nicht Teil des Produzierenden Gewerbes)