ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Krebs, Tom

Working Paper

Ökonomische Analyse einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse

Working Paper Forschungsförderung, No. 305

Provided in Cooperation with:
The Hans Böckler Foundation

Suggested Citation: Krebs, Tom (2023) : Ökonomische Analyse einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse, Working Paper Forschungsförderung, No. 305, Hans-Böckler-Stiftung, Düsseldorf

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/278730

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/de/legalcode

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Hans Böckler Stiftung
Mitbestimmung · Forschung · Stipendien

WORKING PAPER FORSCHUNGSFÖRDERUNG

Nummer 305, September 2023

Ökonomische Analyse einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse

Tom Krebs

Auf einen Blick
Unserer Wirtschaft droht wegen der immer noch hohen Strompreise das Wegbröckeln von Teilen der Industrie. International konkurrenzfähige Preise für regenerativen Strom sind absehbar in Sicht, aber es droht Gefahr, dass auf dem Weg dorthin Wertschöpfung und Arbeitsplätze unwiederbringlich verloren gehen. In die aktuelle Debatte um einen Industriestrompreis bzw. Brückenstrompreis platziert der Ökonom Tom Krebs einen Alternativvorschlag, der darauf zielt, Produktionsverluste zu verhindern, und gleichzeitig hilft, die Klimaziele zu erreichen.

FORSCHUNGS-
FÖRDERUNG

Tom Krebs, Ph. D., ist Professor für Volkswirtschaftslehre, Makroökonomik und Wirtschaftspolitik an der Universität Mannheim.
E-Mail: tkrebs@uni-mannheim.de

© 2023 by Hans-Böckler-Stiftung
Georg-Glock-Straße 18, 40474 Düsseldorf
www.boeckler.de

„Ökonomische Analyse einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse“ von Tom Krebs ist lizenziert unter

Creative Commons Attribution 4.0 (BY).

Diese Lizenz erlaubt unter Voraussetzung der Namensnennung des Urhebers die Bearbeitung, Vervielfältigung und Verbreitung des Materials in jedem Format oder Medium für beliebige Zwecke, auch kommerziell. (Lizenztext: https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/de/legalcode)

Die Bedingungen der Creative-Commons-Lizenz gelten nur für Originalmaterial. Die Wiederverwendung von Material aus anderen Quellen (gekennzeichnet mit Quellenangabe) wie z. B. von Schaubildern, Abbildungen, Fotos und Textauszügen erfordert ggf. weitere Nutzungsgenehmigungen durch den jeweiligen Rechteinhaber.

ISSN 2509-2359

Inhalt

Zusammenfassung (Executive Summary) 5
1. Einleitung 8
2. Modifizierte Strompreisbremse 12
2.1 Vorschlag 12
2.2 Ausgestaltung 13
2.3 Finanzierung 17
2.4 EU-Beihilferegeln 18
2.5 Einwände 20
3. Energiekrise 2022 23
3.1 Energiepreisschock 23
3.2 Produktion 27
3.3 Kurzfristige Produktionsverluste 29
3.4 Inflation und Reallohnverluste 35
3.5 Langfristige Produktionsverluste 39
4. Strommarkt und Strompreise 47
4.1 Ausgangslage 47
4.2 Stromgestehungskosten 49
4.3 Finanzbedarf 53
4.4 Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) 54
4.5 Funktionierender Strommarkt 55
4.6 Zweiseitige Differenzverträge 57
Literatur 60

Abbildungen

Abbildung 1: Erdgaspreise 23
Abbildung 2: Strompreise 26
Abbildung 3: BIP und Industrieproduktion 28
Abbildung 4: BIP-Entwicklung mit und ohne Energiekrise 31
Abbildung 5: Inflation und Reallöhne 36
Abbildung 6: Reallöhne seit 1950 38
Abbildung 7: Produktion und Produktionspotenzial in Deutschland 1998–2011 41
Abbildung 8: Produktion und Produktionspotenzial in den USA 1998–2011 42
Abbildung 9: Produktion und Produktionspotenzial in Deutschland 2010–2023 44
Abbildung 10: Produktion und Produktionspotenzial in den USA 2010–2023 45
Abbildung 11: Stromgestehungskosten für drei Technologien in drei Regionen 50

Tabellen

Tabelle 1: Kurzfristige BIP-Verluste in den letzten drei Wirtschaftskrisen 32
Tabelle 2: Kurzfristige BIP-Verluste im Risikoszenario mit Gasmangellage 34

Zusammenfassung (Executive Summary)

Die Energiekrise hat die deutsche Wirtschaft schwer getroffen. Der kurzfristige Produktionsverlust beträgt rund vier Prozent des Bruttoinlandsprodukts. Zudem sind die Reallöhne stärker gefallen als in jeder anderen Krise der deutschen Nachkriegsgeschichte. Darüber hinaus drohen langfristige wirtschaftliche Schäden, die sich bis Ende 2024 auf rund zehn Prozent des Bruttoinlandsprodukts oder 390 Milliarden Euro belaufen.

Die Bundesregierung muss jetzt die wirtschaftspolitischen Weichen stellen, um eine langjährige Stagnationsphase zu vermeiden. Dazu müssen die wirtschaftlichen Folgen der Energiekrise abgefedert und die transformativen Investitionen gestärkt werden. Dies erfordert unter anderem die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse, um krisenbedingte Unsicherheiten zu reduzieren und Investitionen in strombasierte Produktionsanlagen attraktiver zu gestalten. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist ein zentraler Baustein einer übergreifenden wirtschaftspolitischen Strategie zur Stärkung der deutschen Wirtschaft.

In der vorliegenden Studie wird ein konkreter Vorschlag zur Ausgestaltung einer modifizierten Strompreisbremse entwickelt und analysiert. Der Vorschlag enthält die folgenden Elemente:

- Verlängerung der Strompreisbremse perspektivisch bis 2030
- Modifikation I: garantierter Nettopreis von 10 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch über 30.000 kWh und ein garantierter Bruttostrompreis von 35 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch unter 30.000 kWh.
- Modifikation II: garantierter Nettopreis von 6 ct/kWh für energieintensive Unternehmen, die eine Transformationsverpflichtung eingehen und eine Standort- und Beschäftigungsgarantie abgeben
- Modifikation III: zusätzliche Reduktion des Nettostrompreises um 1 ct/kWh für Unternehmen mit Tarifbindung

Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist keine Dauersubvention, sondern sie schlägt eine wirtschaftliche Brücke zur klimaneutralen Zukunft. Berechnungen auf Basis der Stromgestehungskosten ergeben einen langfristigen Strompreis zwischen 5 ct/kWh und 8 ct/kWh. Der aktuelle Börsenstrompreis übersteigt krisenbedingt diesen langfristigen Wert und es wird voraussichtlich noch einige Zeit dauern, bis der Strompreis auf sein langfristiges Gleichgewichtsniveau gefallen ist. Die

hier vorgeschlagene Strompreisbremse soll Planungssicherheit für diese Übergangsphase schaffen.

Der Börsenstrompreis wird nur auf das langfristige Gleichgewichtsniveau von 5 ct/kWh bis 8 ct/kWh fallen, wenn der deutsche bzw. europäische Strommarkt angemessen funktioniert. Dazu müssen die Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbaren Energien erreicht und der europäische Strommarkt reformiert werden. Staatliche Differenzverträge („contracts for difference“) für den Bau neuer Windkraft- und Solaranlagen sollten ein fester Bestandteil einer solchen Strommarktreform sein. Differenzverträge stellen eine staatliche Absicherung gegen langfristige Preisrisiken dar, die private Investitionen in erneuerbare Energien stimulieren und die Konvergenz der aktuellen Marktpreise zum langfristigen Gleichgewichtswert beschleunigen.

Die besondere Förderung von energieintensiven Branchen beruht auf der besonderen Rolle, die sie im Wertschöpfungsprozess spielen. Baustoffe, Chemie, Glas, Nichteisen-Metalle, Papier und Stahl sind aktuell die wichtigsten energieintensiven Branchen. Zudem werden künftig die Wasserstoffelektrolyse, Batterieproduktion und Chipherstellung hinzukommen. Diese energieintensiven Unternehmen erzeugen Vorprodukte für nachgelagerte Produktionssektoren, die zentral für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Wirtschaft sind.

Die Aktivitäten energieintensiver Unternehmen setzen positive wirtschaftliche und technologische Impulse, die weit über die Wertschöpfung in der eigenen Branche hinausgehen. Darüber hinaus stärkt die inländische Herstellung zentraler Vorprodukte die Resilienz der deutschen bzw. europäischer Wirtschaft und reduziert wirtschaftliche Abhängigkeiten in Zeiten geopolitischer Unsicherheiten.

Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse würde voraussichtlich fiskalische Kosten von insgesamt 20 bis 60 Milliarden Euro bis 2030 erzeugen. Die Finanzierung sollte aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) erfolgen, der bereits zur Finanzierung der aktuellen Gas- und Strompreisbremse verwendet wird. Eine Finanzierung aus dem WSF ist gerechtfertigt, denn es handelt sich – wie die vorliegende Studie zeigt – um eine zeitlich befristete Maßnahme zur Abfederung der wirtschaftlichen Folgen der Energiekrise.

Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist also eine Maßnahme zur Bekämpfung von Krisenfolgen, die gleichzeitig eine Brücke zur klimaneutralen Zukunft schlägt. Darüber hinaus ist eine Finanzierung dieser Maßnahme aus dem WSF finanzpolitisch und makroökonomisch sinnvoll, denn es erfordert keine weiteren Ausgabenkürzungen im Bundeshaushalt 2024 bzw. zukünftigen Bundeshaushalten.

Eine Strompreisbremse ist ein direkter Eingriff des Staates in den Preismechanismus und daher ein eher umstrittenes wirtschaftspolitisches Instrument. Es gibt jedoch gute ökonomische Gründe für einen solchen staatlichen Eingriff in Zeiten, in denen Marktpreise krisenbedingt über ihr langfristiges Gleichgewicht hinausgeschossen sind. Eine solche Situation erleben wir derzeit am deutschen bzw. europäischen Strommarkt, und besondere Zeiten erfordern besondere Maßnahmen.

Die Bundesregierung hat in der Energiekrise 2022 bereits einmal eine politisch schwierige Entscheidung getroffen, als sie sich gegen ein sofortiges Embargo auf russische Erdgasimporte ausgesprochen hat. Diese zum damaligen Zeitpunkt unpopuläre Entscheidung hat wesentlich dazu beigetragen, dass im letzten Jahr ein Extremszenario mit Gasmangellage und dramatischen wirtschaftlichen Verlusten vermieden werden konnte.

Die Bundesregierung muss jetzt nochmals entschieden handeln und eine kraftvolle Antwort auf die Energiekrise und die damit verbundene Transformationsherausforderung geben. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist zentraler Bestandteil einer solchen wirtschaftspolitischen Antwort.

1. Einleitung

Die Energiekrise hat die deutsche Wirtschaft schwer getroffen. Nach fast zwei Jahren Corona-Pandemie gab es Ende 2021 begründete Hoffnung auf eine kräftige wirtschaftliche Erholung. Stattdessen haben der russische Angriffskrieg in der Ukraine und der damit verbundene Energiepreisschock die deutsche Wirtschaft in eine Rezession gedrückt. Zudem ist derzeit keine Besserung in Sicht und es droht eine längere Phase der Stagnation.

Jede Krise ist auch eine Chance. Die fossile Energiekrise 2022 wird die Transformation der deutschen Wirtschaft hin zur Klimaneutralität unweigerlich beschleunigen. Das ist gut für den Klimaschutz, aber nicht unbedingt gut für die Wirtschaft und es sind zwei Szenarien denkbar. Im Negativ-Szenario führt die Beschleunigung der Klimatransformation zu Wohlstandsverlusten und der gesellschaftliche Zusammenhalt wird geschwächt. Im Positiv-Szenario entsteht ein neuer Wirtschaftsboom getrieben durch Investitionen in klimaneutrale Technologien, der hochwertige Arbeitsplätze schafft und die soziale Gerechtigkeit stärkt.

Das Positiv-Szenario kann nur dann Wirklichkeit werden, wenn die Bundesregierung jetzt die wirtschaftspolitischen Weichen stellt. Dazu müssen die wirtschaftlichen Folgen der Energiekrise abgefedert und die transformativen Investitionen gestärkt werden. Dies erfordert unter anderem die Verlängerung und Modifizierung der aktuellen Strompreisbremse, um krisenbedingte Unsicherheiten zu reduzieren und Investitionen in strombasierte Produktionsanlagen attraktiver zu gestalten. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist ein wichtiger Baustein einer übergreifenden wirtschaftspolitischen Strategie, die den deutschen Wirtschaftsstandort stärkt und eine neue Wachstumsphase einläuten kann.

Die vorliegende Studie entwickelt und analysiert einen konkreten Vorschlag zur Ausgestaltung einer modifizierten Strompreisbremse. Der Vorschlag enthält die folgenden Elemente:

- Verlängerung der Strompreisbremse perspektivisch bis 2030
- Modifikation I: garantierter Nettopreis von 10 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch über 30.000 kWh und ein garantierter Bruttostrompreis von 35 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch unter 30.000 kWh.
- Modifikation II: garantierter Nettopreis von 6 ct/kWh für energieintensive Unternehmen, die eine Transformationsverpflichtung eingehen und eine Standort- und Beschäftigungsgarantie abgeben
- Modifikation III: zusätzliche Reduktion des Nettostrompreises um 1 ct/kWh für Unternehmen mit Tarifbindung

Die Finanzierung der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse sollte aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) erfolgen, der bereits zur Finanzierung der aktuellen Gas- und Strompreisbremse verwendet wird. Eine Finanzierung aus dem WSF ist gerechtfertigt, denn es handelt sich – wie die vorliegende Studie zeigt – um eine zeitlich befristete Maßnahme zur Abfederung der wirtschaftlichen Folgen der Energiekrise.

Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist also eine Maßnahme zur Bekämpfung von Krisenfolgen, die gleichzeitig eine Brücke zur klimaneutralen Zukunft schlägt. Darüber hinaus ist eine Finanzierung dieser Maßnahme aus dem WSF finanzpolitisch und makroökonomisch sinnvoll, denn es erfordert keine weiteren Ausgabenkürzungen im aktuellen Regierungsentwurf für den Bundeshaushalt 2024 und den Finanzplan 2025–2027.

Die Studie besteht aus drei Teilen. Im ersten Teil (Kapitel 2) wird die Ausgestaltung und Finanzierung einer modifizierten Strompreisbremse analysiert. Darüber hinaus wird die Konformität mit den EU-Beihilferegeln und der deutschen Schuldenbremse besprochen. Zudem werden einige der häufig vorgebrachten Einwände gegen eine Strompreisbremse bzw. gegen einen Industriestrompreis diskutiert. Die ökonomische Kritik an solchen Preisbremsen basiert häufig auf einer realitätsfernen Marktgläubigkeit, die besonders in Zeiten großer struktureller Umbrüche eine Gefahr für den Wirtschaftsstandort darstellt.

Im zweiten Teil der Studie (Kapitel 3) werden die wirtschaftlichen Schäden der Energiekrise 2022 abgeschätzt. Die Analyse zeigt, dass die Energiekrise die deutsche Wirtschaft schwer getroffen hat und im einjährigen Zeitraum vom zweiten Quartal 2022 bis zum ersten Quartal 2023 zu einem wirtschaftlichen Verlust von rund vier Prozent des Bruttoinlandsprodukts (BIP) führte. Dabei ist dieser BIP-Verlust hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die deutsche Wirtschaft aufgrund der Energiekrise nicht wie erwartet gewachsen ist.

Damit sind die kurzfristigen wirtschaftlichen Kosten der Energiekrise 2022 vergleichbar mit den entsprechenden Kosten der Coronakrise 2020 und der Finanzkrise 2008, die sich auf knapp drei Prozent (Coronakrise) bzw. gut fünf Prozent (Finanzkrise) des vierteljährlichen Bruttoinlandsprodukts belaufen. Darüber hinaus sind die Reallöhne 2022 stärker gefallen sind als in jedem anderen Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr

1950.[1] In diesem Sinne hat die Energiekrise 2022 die Beschäftigten in Deutschland besonders hart getroffen.

Kurzfristige Produktionsverluste von rund vier Prozent sind schmerzhaft, aber die größte Gefahr ist aktuell, dass die Energiekrise dauerhafte wirtschaftliche Schäden verursacht. Die langfristigen Auswirkungen von Wirtschaftskrisen sind empirisch hinreichend belegt und theoretisch gut fundiert. Die Energiekrise 2022 droht im Zusammenspiel mit der wirtschaftspolitischen Zeitenwende in den USA (Inflation Reduction Act) die deutsche Wirtschaft dauerhaft zu schwächen. Dies könnte fatale Folgen für den Wohlstand in Deutschland haben.

Aktuelle Konjunkturanalysen deuten darauf hin, dass die kurzfristigen Produktionsverluste von rund vier Prozent weder in der zweiten Hälfte 2023 noch im Jahr 2024 durch entsprechend starkes Wachstum kompensiert werden können. In diesem Fall würden sich die Gesamtkosten der Energiekrise allein bis Ende 2024 auf rund zehn Prozent des Bruttoinlandsprodukts oder 390 Milliarden Euro belaufen. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist ein wichtiger wirtschaftspolitischer Baustein, um eine solches Negativ-Szenario zu verhindern.

Im dritten und letzten Teil der Studie (Kapitel 4) wird der langfristige Marktpreis für Strom in Deutschland analysiert. In einem funktionierenden Strommarkt ist der langfristige Strompreis hauptsächlich durch die durchschnittlichen Stromgestehungskosten bestimmt. In der vorliegenden Studie werden diese Kosten für Deutschland auf 5 ct/kWh bis 8 ct/kWh geschätzt. In den Vorkrisenjahren lag der durchschnittliche Börsenstrompreis bei rund 4 ct/kWh, aktuell liegt der Marktpreis bei etwa 10 ct/kWh.

Der aktuelle Strompreis übersteigt also krisenbedingt den langfristigen Strompreis und es wird eventuell noch einige Zeit dauern, bis der Strompreis auf sein langfristiges Niveau von 5 ct/kWh bis 8 ct/kW fällt. Die Verlängerung der Strompreisbremse über das Jahr 2023 hinaus ist daher ökonomisch sinnvoll. Eine solche Maßnahme bekämpft Krisenfolgen und schlägt gleichzeitig die wirtschaftliche Brücke zur klimaneutralen Zukunft. Die fiskalischen Kosten der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse werden auf 20 bis 60 Milliarden Euro geschätzt, wobei diese Abschätzung mit hoher Unsicherheit behaftet ist.

Der Börsenstrompreis wird nur auf das hier berechnete langfristige Gleichgewichtsniveau von 5 bis 8 ct/kWh fallen, wenn der deutsche bzw. europäische Strommarkt einem funktionierenden Strommarkt entspricht.

1 Die guten Tarifabschlüsse 2023 lassen zwar darauf hoffen, dass die Reallöhne bald steigen werden. Es bräuchte jedoch einen kräftigen Reallohnzuwachs, um die bereits erlittenen Kaufkraftverluste auszugleichen.

Dazu müssen zwei Bedingungen erfüllt sein. Erstens sollten die Ausbauziele der Bundesregierung für erneuerbaren Energien erreicht werden.

Zweitens müssen Marktdesign und Regulierung sicherstellen, dass exzessive Preisvolatilität minimiert und gleichzeitig die notwendigen Investitionen gestärkt werden. Die Frage des Marktdesigns steht im Fokus der aktuellen Debatte zur europäischen Strommarktreform und beinhaltet das Design der Ausschreibungen für Investitionen in erneuerbare Energien.

Die vorliegende Studie zeigt, dass staatliche Differenzverträge („contracts for difference“) für den Bau neuer Windkraft- und Solaranlagen einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Reformziele leisten können. Solche Differenzverträge stellen eine staatliche Absicherung gegen langfristige Preisrisiken dar, die private Investitionen in erneuerbare Energien stimulieren und die Konvergenz der aktuellen Marktpreise zum langfristigen Gleichgewichtswert beschleunigen.

Eine Strompreisbremse ist ein direkter Eingriff des Staates in den Preismechanismus und daher ein eher umstrittenes wirtschaftspolitisches Instrument. Es gibt jedoch gute ökonomische Gründe für einen solchen staatlichen Eingriff in Zeiten, in denen Marktpreise krisenbedingt über ihr langfristiges Gleichgewicht hinausgeschossen sind. Eine solche Situation erleben wir derzeit am deutschen bzw. europäischen Strommarkt, und besondere Zeiten erfordern besondere Maßnahmen.

Die Bundesregierung hat in der Energiekrise 2022 bereits einmal eine politisch schwierige Entscheidung getroffen, als sie sich gegen ein sofortiges Embargo auf russische Erdgasimporte ausgesprochen hat. Diese zum damaligen Zeitpunkt unpopuläre Entscheidung hat wesentlich dazu beigetragen, dass im letzten Jahr ein Extremszenario mit Gasmangellage und dramatischen wirtschaftlichen Verlusten vermieden werden konnte.[2]

Die Bundesregierung muss jetzt nochmals entschieden handeln und eine kraftvolle Antwort auf die Energiekrise und die damit verbundene Transformationsherausforderung geben. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ist zentraler Bestandteil einer solchen wirtschaftspolitischen Antwort.

2 Beispielsweise haben die Bundesbank und die fünf Wirtschaftsinstitute der Gemeinschaftsdiagnose berechnet, dass in einem Risikoszenario mit Gasmangellage im Winter 2022/2023 die kurzfristigen BIP-Verluste zwischen acht Prozent bis über zehn Prozent betragen hätten. Siehe Abschnitt 3.3 für Details.

2. Modifizierte Strompreisbremse

2.1 Vorschlag

Die vorliegende Studie entwickelt und analysiert einen konkreten Vorschlag zur Ausgestaltung einer zukünftigen Strompreisbremse. Eine modifizierte Strompreisbremse sollte die folgenden Elemente enthalten:

- Verlängerung der Strompreisbremse perspektivisch bis 2030
- Modifikation I: garantierter Nettopreis von 10 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch über 30.000 kWh und ein garantierter Bruttostrompreis von 35 ct/kWh für Stromkunden mit Jahresverbrauch unter 30.000 kWh.
- Modifikation II: garantierter Nettopreis von 6 ct/kWh für energieintensive Unternehmen, die eine Transformationsverpflichtung eingehen und eine Standort- und Beschäftigungsgarantie abgeben
- Modifikation III: zusätzliche Reduktion des Nettostrompreises um 1 ct/kWh für Unternehmen mit Tarifbindung

Die Unterteilung in einen garantierten Nettopreis (ohne Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) für größere Stromkunden und einen garantierten Bruttopreis (inklusive Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen) für kleinere Stromkunden ist der aktuellen Regelung zur Strompreisbremse entnommen (StromPBG, 2022).

Ein Nettostrompreis von 6 ct/kWh für energieintensive Unternehmen entspricht dem Brückenstrompreis des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK, 2023a), aber der BMWK-Vorschlag erlaubt keine weiter gehende Reduktion der Stromkosten. Der vorliegende Vorschlag ermöglicht hingegen den Strombezug für einen garantierten Nettopreis von 5 ct/kWh, wenn die betroffenen Unternehmen Tariflöhne zahlen. Voraussetzung für den Bezug des Industriestrompreises ist – wie auch im BMWK-Vorschlag – eine Transformationsverpflichtung und Standort- und Beschäftigungsgarantie.

Die Verlängerung der Strompreisbremse soll prinzipiell so lange gelten, bis der forcierte Ausbau der erneuerbaren Energien die krisenbedingte Lücke in der deutschen Energieversorgung geschlossen hat. Der Zeitraum der Anpassung wird hier auf sieben Jahre (bis 2030) festgelegt, wobei diese Abschätzung mit großer Unsicherheit behaftet ist. Die Strompreisbremse sollte daher regelmäßig evaluiert werden. Diese Evaluierung muss unter anderem prüfen, ob die neue Strompreisbremse aufgrund von Entwicklungen im Strommarkt nochmals modifiziert werden muss. Zudem sollte die Notwendigkeit einer Strompreisbremse regelmäßig überprüft

und ggf. die Maßnahme vor 2030 beendet werden, um eine Dauersubvention zu vermeiden.

Aus ökonomischer Sicht verfolgt die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse zwei Ziele. Erstens entlastet sie Menschen und Unternehmen, indem sie einen Teil des krisenbedingten Anstiegs der Energiekosten abfedert. Zweitens setzt sie die notwendigen Anreize für Investitionen in klimaneutrale Technologien und die damit verbundene Elektrifizierung, indem sie die krisenbedingte Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Betriebskosten der strombasierten Produktion reduziert. Eine Strompreisbremse unterstützt also die Transformationsbemühungen der Unternehmen und ist somit auch ein zentrales Element einer modernen Transformations- bzw. Standortpolitik.

Die besondere Förderung von energieintensiven Branchen beruht auf der besonderen Rolle, die diese Branchen im Wertschöpfungsprozess in Deutschland spielen. Zu diesen Branchen gehören aktuell hauptsächlich Baustoffe, Chemie, Glas, Nichteisen-Metalle, Papier und Stahl. Zudem werden künftig die Bereiche Wasserstoffelektrolyse, Batterieproduktion und Chipherstellung hinzukommen. Unternehmen dieser energieintensiven Branchen erzeugen Vorprodukte für nachgelagerte Produktionssektoren, die zentral für eine erfolgreiche Dekarbonisierung der Wirtschaft sind.

Die Aktivitäten energieintensiver Unternehmen setzen positive wirtschaftliche und technologische Impulse, die weit über die Wertschöpfung in der eigenen Branche hinausgehen. Darüber hinaus stärkt die inländische Herstellung zentraler Vorprodukte die Resilienz der deutschen bzw. europäischer Wirtschaft und reduziert wirtschaftliche Abhängigkeiten in Zeiten geopolitischer Unsicherheit.

2.2 Ausgestaltung

In Anlehnung an die aktuelle Strompreisbremse (StromPBG, 2022) unterscheidet der vorliegende Vorschlag zwischen Stromkunden mit weniger als 30.000 kWh Jahresverbrauch (private Haushalte sowie kleinere Unternehmen) und Stromkunden mit mehr als 30.000 kWh Jahresverbrauch (mittlere und große Unternehmen). Der garantierte Strompreis ist jedoch etwas niedriger angesetzt: Für Stromkunden mit Jahresverbrauch über 30.000 kWh wird der garantierte Nettostrompreis von aktuell 13 ct/kWh auf 10 ct/kWh reduziert und für Stromkunden mit Jahresverbrauch unter 30.000 ct/kWh wird der garantierte Bruttostrompreis von aktuell 40 ct/kWh auf 35 ct/kWh abgesenkt.

Diese Neujustierung der Strompreisbremse erscheint in Anbetracht der aktuellen Börsenpreise von rund 10 ct/kWh (siehe Kapitel 3) und langfristiger Strompreise zwischen 5 ct/kWh und 8 ct/kWh (siehe Kapitel 4) sinnvoll.

Die aktuelle Strompreisbreme gewährt Krankenhäusern und stationäre Pflegeeinrichtungen dieselben Konditionen wie der Industrie. Darüber hinaus gibt es für Krankenhäuser und Pflegeeinrichtungen besondere Hilfsfonds, um die flächendeckende Versorgung sicherzustellen. Dazu hat der Bund bisher acht Milliarden Euro zur Verfügung gestellt. Diese Maßnahmen sollten verlängert und der Hilfsfonds entsprechend aufgestockt werden, um die gesundheitliche Versorgung in Deutschland zu gewährleisten.

Der Vorschlag des BMWK zur Ausgestaltung eines Industriestrompreises (Brückenstrompreis) sieht vor, geförderten Unternehmen die Differenz zwischen durchschnittlichem Marktpreis und dem garantierten Preis auszuzahlen. Dieser Ansatz minimiert den staatlichen Eingriff in das marktwirtschaftliche Preissystem und erhält den Anreiz, Strom kostengünstig zu beschaffen. Er ist daher zu begrüßen und sollte auf alle Unternehmen ausgeweitet werden, die den staatlich garamtierten Nettostrompreis von 10 ct/kWh beanspruchen.

Die aktuelle Strompreisbremse konditioniert die Förderung auf den historischen Stromverbrauch, nicht dem aktuellen Verbrauch. Dieser Ansatz ist problematisch und ineffizient, denn er führt bei Unternehmen in der Regel nicht zu einer gesellschaftlich optimalen Produktions- und Investitionsentscheidung – es wird zu wenig in die Elektrifizierung von Produktionsprozessen investiert (Krebs, 2022a).[3] Diese Ineffizienz kann auch nicht durch eine Standortgarantie vollständig geheilt werden, weil eine falsch konstruierte Strompreisbremse immer für Unternehmen den Anreiz setzt, die Standortgarantie zu untergraben.

Der garantierte Nettostrompreis von 10 ct/kWh bzw. 6 ct/kWh sollte sich daher an dem aktuellen Stromverbrauch orientieren. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Maßnahme den betroffenen Unternehmen einen angemessenen Anreiz bietet, die notwendigen klimafreundlichen Investitionen in Deutschland zu tätigen.

Der BMWK-Vorschlag zum Industriestrompreis sieht eine Begrenzung der Förderung auf 80 Prozent des Stromverbrauchs vor. Ebenso ist ge-

3 Eine auf den vergangenen Verbrauch konditionierte Strompreisbremse löst den genannten trade-off auf, indem sie nur den Anreiz zum Energiesparen berücksichtigt und vollständig den Anreiz für zusätzliche Investitionen bzw. Produktion vernachlässigt. Dieser Ansatz ist in der Regel nicht Pareto effizient, weil Börsenpreise die Tendenz zur Überreaktion in Krisenzeiten haben. Siehe Krebs (2022a) für weiter gehende Ausführungen.

mäß aktueller Strompreisbremse die Förderung für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 30.000 kWh auf 70 Prozent des Verbrauchs beschränkt.

Dieser Ansatz gewährleistet, dass im Fall einer Konditionierung auf den aktuellen Stromverbrauch – wie es in dieser Studie vorgeschlagen wird -- der Börsenpreis einen beschränkten Einfluss auf die Stromkosten hat. Beispielsweise beträgt im Fall einer 80-prozentigen Förderung für energieintensive Unternehmen der effektive Strompreis nicht 6 ct/kWh, sondern 4,8 ct/kWh + 0,2 × Börsenpreis. Eine solche (eingeschränkte) Abhängigkeit der Stromkosten von den Marktpreisbewegungen kann wünschenswert sein.

Der Industriestrompreis sollte ausschließlich für energieintensive Unternehmen, die hochwertige Industriegüter produzieren und im internationalen Wettbewerb stehen, erhältlich sein (BMWK, 2023a). Dabei handelt es sich hauptsächlich um Unternehmen in den Branchen Chemie, Glas, Nichteisen-Metalle, Papier und Stahl.

Zur Abgrenzung der Gruppe förderwürdiger Unternehmen bietet sich die „Besondere Ausgleichsregelung“ an, die bereits im EEG bzw. EnFG verwendet wird und erprobtes und europäisch abgestimmtes Modell darstellt. Die Besondere Ausgleichsregelung umfasst etwa 2.000 energieintensive Unternehmen mit einem Jahresstromverbrauch von etwa 110 Terawattstunden (TWh). Die Gruppe der geförderten Industrieunternehmen kann eventuell mit Blick auf die EU-Beihilferegeln und jüngste Entwicklungen anders abgegrenzt werden – siehe Abschnitt 2.4 für eine weiterführende Diskussion.

Der Industriestrompreis von 6 ct/kWh für die energieintensiven Industrien geht über die reguläre Unterstützung von mittleren und großen Unternehmen hinaus und kommt daher auch mit besonderen Verpflichtungen. Konkret sollte – wie auch in BMWK (2023a) angedacht – diese besondere Förderung mit einer Transformationsverpflichtung und einer Standort- und Beschäftigungsgarantie verbunden werden.

Solche Garantien sind nützlich, aber auch mit erheblichem Aufwand verbunden. Es ist daher nicht unbedingt sinnvoll, diese zusätzlichen Förderkonditionen von den mittleren und großen Unternehmen zu verlangen, die die allgemeine Strompreisbremse von 10 ct/kWh in Anspruch nehmen. Dies würde ansonsten die mittelständischen Unternehmen, für die eine komplexe Antragsstellung oft eine große Hürde darstellt, zu stark belasten.

Die zusätzliche Reduktion des Strompreises um 1 ct/kWh für Unternehmen mit Tarifbindung bzw. Tarifanbindung ist ein Bonusmodell, wie es in ähnlicher Form im US-amerikanischen Inflation Reduction Act zu finden

ist.[4] Diese Maßnahme stärkt die Tarifbindung und ist somit ein weiteres Instrument, um die EU-Mindestlohnrichtlinien, die unter anderem eine Tarifanbindung von 70 Prozent der Löhne setzt, durch einen entsprechenden Aktionsplan zu erfüllen (European Commission, 2022). Die Ausgestaltung der Maßnahme als Sonderbonus und nicht als strikte Förderbedingung kann zudem bei der rechtlichen Beurteilung hilfreich sein, denn es werden keine Unternehmen von der Förderung vollständig ausgeschlossen.

Es erscheint sinnvoll, die Förderung mittels Sonderbonus für alle Unternehmen mit Tarifbindung, und nicht nur die energieintensiven Unternehmen mit Tarifbindung, zu öffnen. Diese Sonderregel würde somit anwendbar sein auf alle Unternehmen, die ein Anrecht auf Förderung im Rahmen der neuen Strompreisbremse haben. Unternehmen, die dem energieintensiven Sektor zugerechnet werden und Tariflöhne zahlen, können dann den Strom für einen garantierten Nettopreis von 5 ct/kWh (ohne Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) beziehen.

An dieser Stelle seien zwei Möglichkeiten erwähnt, wie der obenstehende Vorschlag modifiziert werden könnte. Erstens könnte eine zusätzliche Reduktion des Strompreises um weitere 1 ct/kWh für energieintensive Unternehmen in Betracht gezogen werden, die kritische Rohstoffe und Materialen herstellen. Diese Variante ist im Grunde die Umsetzung der von der Europäischen Kommission im „Critical Material Act“ entwickelten Idee, die Produktion von strategisch wichtigen Gütern besonders stark zu fördern (European Commission, 2023a).

Die europäische Liste dieser Güter enthält z. B. Materialien wie Aluminium, die in der Regel auch eine energieintensive Produktion erfordern. Unternehmen in dieser Gruppe können also Strom für einen garantierten Nettopreis von 4 ct/kWh (zuzüglich Netzentgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen) beziehen, wenn sie Tariflöhne zahlen.

Zweitens könnte eine Verlängerung der Strompreisbremse bis 2030 auf die Gruppe der privaten Haushalte, kleineren und mittleren Unternehmen (KMUs), energieintensiven Unternehmen sowie Krankenhäusern und stationäre Pflegeeinrichtungen eingeschränkt werden. Diese Variante könnte ein gangbarer Weg sein, eventuelle beihilferechtliche Bedenken zu zerstreuen. Dieser Punkt wird in Abschnitt 2.4 eingehender analysiert.

4 Der Inflation Reduction Act sieht eine zusätzliche Förderung für Unternehmen vor, die den „üblichen“ Lohn zahlen. Siehe Krebs (2023) für eine weiterführende Diskussion.

2.3 Finanzierung

Die Finanzierung der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse sollte aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) erfolgen, der bereits zur Finanzierung der aktuellen Gas- und Strompreisbremse verwendet wird (Finanzagentur, 2023). Dies ist gerechtfertigt, denn es handelt sich – wie die vorliegende Studie zeigt – um eine zeitlich befristete Maßnahme zur Abfederung der wirtschaftlichen Folgen der Energiekrise.

Ein staatlich garantierter Strompreis schlägt eine Brücke zur klimaneutralen Zukunft, indem er die Wirkung des krisenbedingten Anstiegs der Strompreise auf private Haushalte und Unternehmen abfedert. Dies entlastet nicht nur die privaten Haushalte und Unternehmen, sondern stabilisiert auch die Wirtschaft und schützt Arbeitsplätze. In diesem Sinne erfüllt die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse genau den ursprünglichen Zweck des WSF (Finanzagentur, 2023).

Eine Finanzierung der Verlängerung der Strompreisbremse aus dem WSF ist finanzpolitisch sinnvoll, weil in diesem Fall keine Ausgabenkürzungen im aktuellen Regierungsentwurf für den Bundeshaushalt 2024 und den Finanzplan 2025 bis 2027 erforderlich sind. Anders gesagt (BMWK, 2023a): „Die erheblichen strukturellen Ausgabennotwendigkeiten in anderen Bereichen (Verteidigung, Migration, Kinderarmut) machen eine Finanzierung dieser temporären Krisenmaßnahme aus regulären Haushaltsmitteln weder möglich noch zielführend."

Darüber hinaus ist eine Finanzierung aus dem Klima- und Transformationsfonds keine sinnvolle Option, denn es würde zu Kürzungen bei Programmen zur Dekarbonisierung der Industrie (beispielsweise Klimaschutzverträge) oder im Gebäudebereich (beispielsweise energetische Sanierung) führen.[5]

Das im WSF noch zur Verfügung stehende Finanzvolumen übertrifft bei weitem den zusätzlichen Finanzbedarf, der durch die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse entstehen würde. Die Finanzwirkung der Verlängerung hängt wesentlich von der zukünftigen Entwicklung des Strompreises an den Strombörsen ab. Auf Basis des langfristigen Gleichgewichtspreises wird in Kapitel 4 dieser Studie ein Finanzbedarf von 20 bis 60 Milliarden Euro für den siebenjährigen Zeitraum 2024 bis 2030 berechnet.

5 Dies gilt, solange der Fonds nicht aufgestockt wird. Eine solche Aufstockung müsste entweder durch zusätzliche Einnahmen aus Steuern/Umlagen oder zusätzliche Kreditaufnahme finanziert werden, wenn nicht Haushaltkürzungen an andere Stelle vorgenommen werden sollen.

Zum Vergleich: Das BMWK (2023a) berechnet für einen Industriestrompreis von 6 ct/kWh auf Basis der aktuellen Futures einen Finanzbedarf bis 2030 von 25 bis 30 Mrd. Euro. Die jährlich benötigten Finanzmittel nehmen über den Zeitraum bis 2030 kontinuierlich ab. Dem Finanzbedarf von 30 bis 50 Milliarden Euro stehen aktuell (Stand 31. Juni 2023) Mittel von rund 140 Milliarden Euro gegenüber, die im Wirtschaftsstabilisierungsfonds noch zur Verfügung stehen.

2.4 EU-Beihilferegeln

Nationalstaatliche Fördermaßnahmen müssen im Einklang mit den europäischen Beihilferegeln stehen. Die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch unter 30.000 kWh ist aus beihilferechtlicher Sicht unproblematisch, da die staatliche Unterstützung für private Haushalte im Allgemeinen nicht von den Beihilferegeln erfasst ist und die auch bei der Hilfe für kleinere Gewerbebetriebe keine Wettbewerbsverzerrungen zu erwarten sind.

Für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 30.000 kWh und für die besondere Förderung energieintensiver Unternehmen setzen die Beihilferegeln jedoch im Allgemeinen enge Grenzen, die jedoch mit der neuen Fassung des Temporary Crisis and Transition Framework (European Commission, 2023b) und der Einführung des Net Zero Industry Act (European Commission, 2023c) bereits erheblich ausgeweitet wurden.

Die überarbeitete Fassung des Temporary Crisis and Transition Framework der Europäischen Kommission (European Commission, 2023b) bietet neue Möglichkeiten für zeitlich begrenzte nationale Maßnahmen zur Unterstützung von Industriesektoren, die eine kritische Rolle in der Klimatransformation spielen und krisenbedingt zusätzliche Kosten tragen müssen.[6] Dabei ist ein zentraler Punkt, dass der angedachte Industriestrompreis transformative Investitionen unterstützt, indem die Betriebskosten (OPEX) von klimaneutralen und somit strombasierten Technologien gesenkt werden.

Zudem ist wichtig hervorzuheben, dass es sich um eine zeitlich befristete Strompreisbremse zur Bekämpfung der Folgen einer Energiekrise handelt, welche die deutsche Industrie direkt und außerordentlich stark getroffen hat. Aus dieser Sicht ist der deutsche Industriestrompreis keine

6 Eine juristische Bewertung im Auftrag der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2023) kommt um Schluss, dass ein Brückenstrompreis für energieintensive Unternehmen im Einklang mit den EU-Beihilferegeln steht.

Wettbewerbsverzerrung innerhalb der EU, sondern eher eine Angleichung der Wettbewerbsbedingungen. Ein Nachteil des Temporary Crisis and Transition Framework ist, dass er am 31. Dezember 2025 auslaufen soll.

Der Net-Zero Industry Act (European Commission, 2023c) bietet eine weitere Möglichkeit, eine Strompreisbremse für energieintensive Unternehmen beihilfekonform auszugestalten. Die Mehrheit der energieintensiven Unternehmen in Deutschland stellt Vorprodukte her, die zentral sind für die Herstellung von Windkraftanlagen, Elektrolyseanlagen, Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen. Zudem sind energieintensive Baustoffe wichtig für die energetische Gebäudesanierung.

Der Net-Zero Industry Act gilt im Prinzip für alle Komponenten, die zur Herstellung solcher klimaneutralen Technologie notwendig sind und umfasst somit die Mehrheit der aktuell in Deutschland produzierenden energieintensiven Unternehmen. Darüber hinaus wird im Net-Zero Industry Act explizit die Chip- und Batterieproduktion als besonders förderwürdig genannt, sodass auch diese energieintensiven Branchen erfasst sind.

Für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 30.000 kWh muss die Verlängerung der Strompreisbremse eventuell auf die Gruppe der kleineren und mittleren Unternehmen (KMUs), der energieintensiven Unternehmen, der Schienenbahnen sowie der Krankenhäuser und stationäre Pflegeeinrichtungen eingeschränkt werden.

Nationale Maßnahmen zur Unterstützung von KMUs sind in der Regel beihilfekonform und für Investitionshilfen gilt sogar eine allgemeine Gruppenfreistellung. Ähnliches gilt für Schienenbahnen sowie Krankenhäuser und stationäre Pflegeeinrichtungen. Die Unterstützung der energieintensiven Unternehmen muss jedoch immer separat auf Basis des Temporary Crisis and Transition Framework oder des Net-Zero Industry Act gerechtfertigt werden.

Die europäischen Beihilferegeln haben bisher der Unternehmensförderung über die Strompreisbremse enge Grenzen gesetzt. Beispielsweise darf der Förderbetrag gemäß der aktuellen Strompreisbremse 4 Millionen Euro für nicht besonders betroffene Unternehmen und 150 Millionen Euro für besonders betroffene und energieintensive Unternehmen nicht übertreffen, wobei besonders betroffene Unternehmen hauptsächlich über den Verlust von Ebitda definiert sind. Diese enge Auslegung der Beihilferegeln ist einer der Gründe, warum die aktuelle Strompreisbremse von den Unternehmen kaum genutzt wurde.

Die begrenzte Nutzung der Strompreisbremse ist problematisch, weil sie in der aktuellen Form kaum positive wirtschaftliche Impulse setzte und somit ihr vorrangiges Ziel verfehlt. Die modifizierte Strompreisbremse sollte daher unbürokratischer und großzügiger ausgestaltet werden als

die aktuelle Strompreisbremse, damit die beabsichtigten positiven Investitionsimpulse auch realisiert werden. Die Ebitda-Regel sowie andere Einschränkungen wie beispielsweise limitierte Dividendenauszahlungen oder Eingriffe in Managementscheidungen würden dieser Zielsetzung entgegenlaufen und sind daher nicht zu empfehlen.

2.5 Einwände

In der öffentlichen Debatte wird ein staatlich garantierter Strompreis bzw. Industriestrompreis von verschiedenen Seiten kritisiert. An dieser Stelle sollen einige der häufig vorgebrachten Kritikpunkte zusammengefasst und eingeordnet werden.

Der erste Einwand betrifft die Finanzierung aus dem WSF. Aktuell befasst sich das Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe mit einer Klage der Unionsfraktion, dass die Überführung von Kreditermächtigungen aus der Corona-Pandemie in das Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds“ nicht vereinbar sei mit der deutschen Schuldenbremse. Das Urteil des Bundesverfassungsgerichts steht noch aus und es sollten daher aus diesem Umstand keine verfrühten Schlüsse gezogen werden. Es ist jedoch wichtig hervorzuheben, dass es einen wesentlichen Unterschied zwischen einer Verlängerung der Strompreisbremse und dem derzeit vom Bundesverfassungsgericht behandelten Fall.

Der hier entwickelte Vorschlag zur Strompreisbremse beinhaltet keine Umwidmung der ursprünglichen Kreditermächtigung bzw. Kreditaufnahme, sondern die Umsetzung erfordert nur die zeitliche Verlängerung einer Maßnahme mit unverändertem bzw. erweitertem Zweck. Eine Überführung von Kreditermächtigungen aus der Corona-Pandemie in das Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds“ wirft hingegen die berechtigte Frage auf, inwieweit eine Förderung der energetischen Gebäudesanierung oder der Wasserstoffindustrie noch mit dem ursprünglichen Zweck im Einklang steht.

Damit verbleibt nur der verfassungsrechtliche Einwand, dass die aus Notfallkrediten finanzierten Maßnahmen einen Krisenbezug aufweisen sollten. Die vorliegende Studie zeigt, dass aus ökonomischer Sicht ein solcher Krisenbezug für die Finanzierung einer zeitlich verlängerten Strompreisbremse aus dem WSF besteht. Dies ist kein juristisches Argument, aber eine umfassende juristische Beurteilung sollte die hier dargelegten ökonomischen Erwägungen berücksichtigen.

Ein weiterer Einwand gegen eine zeitliche Verlängerung der Strompreisbremse entspringt dem Argument einiger Ökonomen, dass ein leichter Rückgang des Bruttoinlandsprodukts nicht so dramatisch sei und die

deutsche Wirtschaft den Energiepreisschock gut verkraftet habe (Moll, Schularick und Zachmann, 2023; Sandbu, 2023; Schularick, 2023; Tabarrok, 2023). Diese Sichtweise impliziert unter anderem, dass weitere wirtschaftspolitische Maßnahmen zur Krisenbekämpfung nicht notwendig seien.

In Kapitel 3 dieser Studie wird diese These widerlegt. Die Energiekrise 2022/2023 hat die deutsche Wirtschaft schwer getroffen und die aktuelle wirtschaftliche Situation in Deutschland ist keinesfalls ungefährlich. Dieser Punkt ist zentral für die politische Diskussion, denn eine korrekte Diagnose des wirtschaftlichen Problems ist Voraussetzung für eine angemessene wirtschaftspolitische Antwort.

Andere Ökonom:innen lehnen Preiskontrollen grundsätzlich ab, solange solche staatlichen Eingriffe in das Preissystem zu Verzerrungen von Preissignalen führen (Bachmann, 2022; Bayer, 2023; Borowski, 2023). Eine solche pauschale Ablehnung von Preiskontrollen bzw. Preisbremsen entspringt einer naiven Marktgläubigkeit, die auf einer realitätsfernen und überholten Theorie der Wirtschaft basiert.[7]

Sicherlich sind direkte staatliche Eingriffe in das Preissystem in der Regel als Ultima Ratio der Wirtschaftspolitik zu verstehen, weil die Gefahr von Fehlentwicklungen groß ist. Doch eine zeitlich befristete Strompreisbremse zur Begrenzung des Anstiegs der Strompreise ist ökonomisch gerechtfertigt, wenn Strombörsen in Krisenzeiten überreagieren. In diesem – aktuell relevanten – Fall sollte der Staat eine Strompreisbremse umsetzen, um die Krisenfolgen abzufedern und eine Brücke in eine klimaneutrale Zukunft zu bauen.

Ein weiterer Einwand gegen die Verlängerung der Strompreisbremse ist, dass Deutschland bzw. Europa Strom sparen müssten. Pauschalkritik dieser Art greift zu kurz und ist im Grunde nur eine Variante der bereits erwähnten Marktgläubigkeit, die auf der realitätsfernen Annahme beruht, dass jedes Preissignal ein gesellschaftlich wünschenswertes Signal ist und daher jede Preisbewegung an den Finanz- und Energiemärkten ungebremst (eins zu eins) an die Realwirtschaft weitergegeben werden sollte.

Konkreter gesagt: Ein niedriger Strompreis verringert zwar den Anreiz zum Stromsparen, aber er vergrößert auch den Anreiz, die Produktion auszuweiten und die Investitionen in die notwendige Elektrifizierung der Wirtschaft zu steigern. Es besteht also ein trade-off, und nur eine naive und realitätsferne Marktgläubigkeit würde die Annahme rechtfertigen,

7 Konkret wird implizit angenommen, dass das erste Wohlfahrtstheorem gilt und das Marktergebnis (Pareto) effizient ist. Siehe Krebs (2022a) für weitere Details.

dass dieser trade-off in Zeiten multipler Krisen durch die Strombörsen gesellschaftlich optimal aufgelöst wird.

Der Vorschlag des BMWK für einen garantierten Nettostrompreis von 6 ct/kWh für energieintensive Industrieunternehmen (BMWK, 2023a) ist in Ökonomenkreisen auf viel Kritik gestoßen (Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen, 2023). Diese Kritik ist jedoch recht pauschal gehalten und differenziert nicht hinreichend genau zwischen dauerhaften Subventionen und zeitlich befristeten Subventionen zur Bekämpfung krisenbedingter Ungleichgewichte auf den Strommärkten. Insofern läuft diese Kritik etwas in Leere, da sie sich nicht mit dem wesentlichen Aspekt des Vorschlags auseinandersetzt.[8]

Natürlich kann die Kritik auch so verstanden werden, dass sie aus Prinzip jeder Art der Industrieförderung bzw. der Industriepolitik ablehnt. In diesem Fall handelt es sich jedoch wieder um eine Spielart der naiven Marktgläubigkeit, die mit der wirtschaftlichen Realität wenig zu tun hat (Dullien und Hackenbroich, 2022; Krebs, 2023; Juhász, Lane, und Rodrik, 2023).

Schließlich gibt es noch eine Pauschalkritik, die eher psychoanalytisch argumentiert und Industriepolitik als Ausdruck eines Industriefetischismus versteht (Economist, 2023). Kritik dieser Art zeichnet sich durch zwei Eigenschaften aus, die eine ökonomisch fundierte Diskussion erschweren. Erstens enthalten die Analysen in der Regel nur eine oberflächliche Auseinandersetzung mit den länderspezifischen Gegebenheiten und der notwendigen Transformationsherausforderung. Zweitens zeichnet sich diese Art der Kritik dadurch aus, dass sie in der Regel keine positive Vision für einzelne Länder unter Transformationsdruck wie z. B. Deutschland aufzeigen kann.

Anders gesagt: Was ist der Plan der Industriekritiker? Soll Deutschland wie Großbritannien werden, nur ohne den entsprechenden Finanzsektor und ohne den Disneyland-Effekt von Harry Potter und Oxford Universität? Oder braucht es keinen Plan, weil der Markt das schon regeln wird und der Staat sich unbedingt raushalten sollte? Ein solcher Marktfundamentalismus erscheint gefährlich naiv in einer Zeit, in der die USA die Industriepolitik wiederentdeckt und China seinen wirtschaftlichen Einfluss immer weiter ausdehnt.

---

8 Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2023) kritisiert den Vorschlag des BMWK (2023a) explizit mit der Aussage: „Nicht sinnvoll ist dagegen, dauerhafte Kostennachteile an einem Standort durch Subventionen auszugleichen." Die dauerhafte Subvention ist jedoch gerade nicht intendiert, auch wenn BMWK (2023a) keine nähere Begründung für den Strompreis von 6 ct/kWh als langfristige Preis enthält. Die vorliegende Studie zeigt, dass ein Strompreis von 6 ct/kWh im Spektrum der geschätzten langfristigen Strompreise liegt und somit der BMWK-Vorschlag einer widerspruchsfreien Logik folgt.

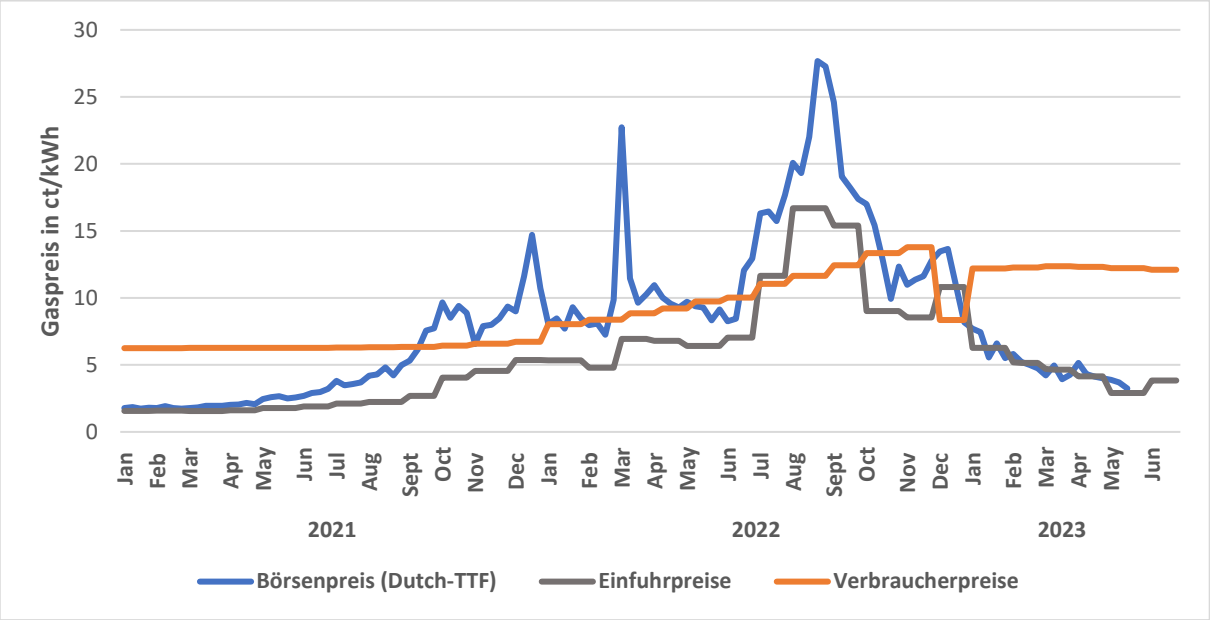
3. Energiekrise 2022

3.1 Energiepreisschock

Die Energiekrise in Deutschland und Europa ist in erster Linie eine Krise der fossilen Energieträger, wobei Erdgas eine besondere Rolle spielt. In Deutschland heizen etwa die Hälfte aller Haushalte mit Erdgas, Energieunternehmen nutzen Erdgas zur Stromerzeugung und ein großer Teil der Industrieproduktion nutzt es zur Erzeugung von Prozesswärme oder als Grundstoff. Diese starke Abhängigkeit bedeutet, dass die Entwicklung des Gasangebots und die damit verbundenen Preisänderungen erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaft haben. Darüber hinaus wirken sich die Erdgaspreise über das über das Merit-Order-System auf die Strompreise aus und beeinflussen über diesen Wirkungskanal wirtschaftliche Entscheidungen.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung von drei verschiedenen Preisen für Erdgas: Der Börsenpreis, der durch Handel auf den europäischen Gasmärkten bestimmt wird, der Importpreis, der von Gas importierenden Unternehmen gezahlt wird, und der Gaspreis, den die deutschen Endverbraucher (Haushalte und kleine Unternehmen) zahlen.

Abbildung 1: Erdgaspreise



Quellen: Statista (Dutch TTF Prices), Destatis (Einfuhrpreise, Verbraucherpreise)

Die Entwicklung der in Abbildung 1 dargestellten Börsenpreise für Erdgas (blaue Linie) kann in vier Phasen eingeteilt werden. Die erste Phase beginnt im Juli 2021, als die russischen Erdgaslieferungen zum ersten Mal ins Stocken gerieten und die deutschen Erdgasspeicher sich nicht wie üblich im Sommer füllten. Zu dieser Zeit erschienen auch erste Berichte in den Medien, dass Russland seine Lieferungen zurückhielte, um die Preise zu erhöhen und die Abhängigkeit Deutschlands aufzuzeigen – Erdgas als Waffe.[9]

Die angespannte Lage am Erdgasmarkt führte zu einem Anstieg der Marktpreise für Erdgas von rund 2 ct/kWh im Frühjahr 2021 auf knapp 10 ct/kWh Ende September 2021. Nach einer kurzen Erholung sorgte im November 2021 der Aufmarsch russischer Truppen an der Grenze zur Ukraine für neue Verunsicherung, besonders nachdem der US-Geheimdienst von einer möglichen Offensive an mehreren Fronten berichtete.

Die zweite Phase markiert den eigentlichen Anfang der Energiekrise und beginnt am 24. Februar 2022 mit der Invasion russischer Truppen. Diskussionen über ein mögliches EU-Embargo für russische Gasimporte ließen die Erdgaspreise kurzfristig auf über 20 ct/kWh hochschnellen, doch beruhigten sich die Märkte wieder, nachdem keine Sanktionen in Bezug auf Erdgas erfolgten und die russische Seite weiterhin Gas lieferte. In dieser kurzen Beruhigungsphase schien sich der Erdgaspreis bei einem Wert von circa 10 ct/kWh einzupendeln; immer noch rund fünfmal so hoch wie im Frühjahr 2021, aber weit entfernt von dem Spitzenwert von über 20 ct/kWh im März 2022.

Die dritte Phase beginnt, als Russland Mitte Juni die Gaslieferungen nach Deutschland drosselte und die Bundesregierung am 23. Juni die Alarmstufe des Notfallplans (zweite von drei Stufen) aktivierte. Die Gaslieferungen endeten dann vollständig im September 2022 und wurden nach der Zerstörung der beiden Pipeline-Stränge von Nord Stream 1 in der Nähe von Bornholm nicht wiederaufgenommen. In Reaktion auf den Angebotsrückgang stiegen die Erdgaspreise stetig bis sie im August einen Spitzenwert von rund 30 ct/kWh erreichten. Dies war auch der Zeitpunkt, als innerhalb der Bundesregierung ernsthafte Gespräche zur Einführung einer Gas- und Strompreisbremse begannen.

In der vierten und letzten Phase fallen die Marktpreise für Erdgas. Dabei ist dieser Preisrückgang durch zwei markante Wendepunkte im August 2022 und Dezember 2022 gekennzeichnet, die mit zwei spezifischen Ereignissen verbunden sind.

9 Zudem stieg gleichzeitig die Gasnachfrage bedingt durch die wirtschaftliche Erholung nach der Corona-Pandemie, was für zusätzlichen Preisdruck sorgte.

Erstens kristallisierte sich gegen Ende August heraus, dass die Gastanks vor dem Winter 2022/2023 gefüllt sein würden. Dies sendete ein positives Signal an die Marktteilnehmer. Gleichzeitig begann die deutsche Regierung eine Lockerung ihre Strategie, Erdgas über die Trading Hub Europe GmbH auf den Weltmärkten zu jedem Preis zu kaufen (Otto und Filges, 2023). Zweitens einigten sich die EU-Mitgliedstaaten im Dezember 2022 schließlich auf die Einführung einer gemeinsamen Gaspreisobergrenze von 180 Euro pro Megawattstunde (Abnett, 2022). Darüber hinaus wurde die deutsche Gas- und Strompreisbremse Ende November vom Bundeskabinett verabschiedet.

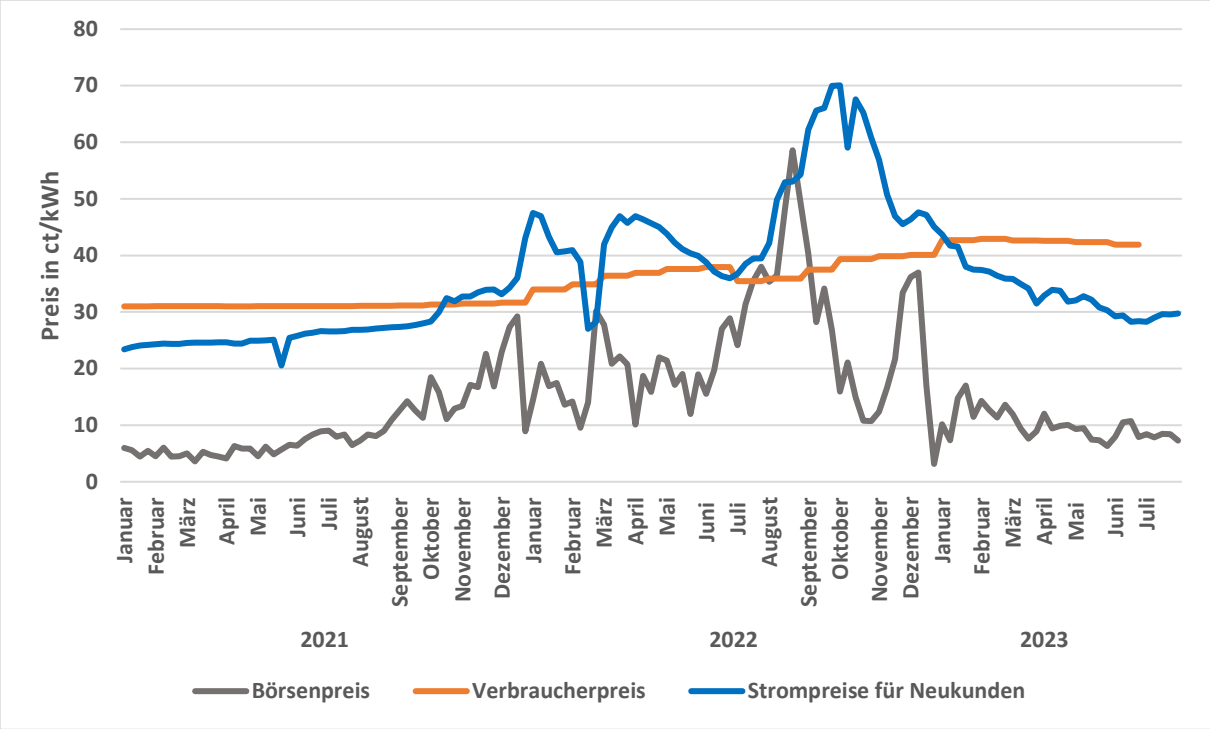
Die Bewegung der Börsenpreise für Erdgas kann wie folgt zusammengefasst werden. Im Zeitraum März 2021 bis August 2022 stiegen die Preise um mehr als das zwanzigfache. Nachdem die Marktpreise im August 2022 ihr Plateau erreichten, sind sie jedoch schnell wieder gefallen. In diesem Sinne war der Energiepreisschock zwar ausgeprägt, aber relativ kurzlebig. Die Gaspreise sind mit rund 3 ct/kWh im August 2023 fast wieder auf das Vorkrisenniveau gefallen. Die Preise auf den Futures-Märkten sind hingegen weniger gesunken als die Preise auf den Spot-Märkten. Beispielsweise liegt der Preis für Lieferung im Jahr 2024 (CAL 24) derzeit bei rund 5 ct/kWh. Zudem ist ein gewisser Anstieg der Gaspreise im Herbst 2023 nicht unwahrscheinlich.

Abbildung 1 verdeutlicht auch, dass die Verbraucherpreise den Einfuhrpreisen mit einer gewissen Zeitverzögerung folgen, und die Einfuhrpreise wiederum den Markt- bzw. Börsenpreisen zeitverzögert folgen. Zudem sind die Marktpreise die volatilsten Preise und die Verbraucherpreise die am wenigsten volatilen Preise. Mit anderen Worten: Die Verbraucherpreise sind eine geglättete Version der Marktpreise.

Zudem zeigt Abbildung 1, dass Marktpreise und Importpreise auf lange Sicht in etwa übereinstimmen, und dass beide deutlich niedriger liegen als die Endverbraucherpreise. Der Unterschied zwischen Marktpreisen und Verbraucherpreisen ist auf Steuern und Abgaben, Transportkosten (Netzentgelten) und Gewinnen der Energieunternehmen zurückzuführen. In der Vergangenheit (bis Frühjahr 2021) betrug diese Differenz rund 5 ct/kWh.

In Abbildung 2 sind die Entwicklungen von drei Strompreisen dargestellt: Der Marktpreis (Nettostrompreis), wie er auf den Strombörsen bestimmt wird, und der von Endverbrauchern in Deutschland gezahlte durchschnittliche Strompreis (Bruttostrompreis). Dabei werden zwei Arten des Bruttopreises dargestellt: Der durchschnittliche Bruttostrompreis für alle Kunden und der durchschnittliche Bruttostrompreis für Neukunden.

Abbildung 2: Strompreise



Quellen: SMARD (Börsenpreise), Destatis (Verbraucherpreis) und Verivox (Verbraucherpreis – Neukunden)

Ein Vergleich der Abbildungen 1 und 2 zeigt, dass die Strompreise dem Anstieg der Gaspreise gefolgt sind, obwohl es auch Bewegungen bei den Strompreisen gibt, die nicht mit den Gaspreisbewegungen zusammenhängen.

Darüber hinaus ist der Anstieg der Gaspreise für Endverbraucher stärker ausgefallen als der Anstieg der entsprechenden Strompreise. Während sich die Gaspreise für die Endverbraucher im Zeitraum von Januar 2022 bis Dezember 2022 verdoppelt haben, sind die Strompreise für Endverbraucher im gleichen Zeitraum durchschnittlich „nur“ um 40 Prozent gestiegen. Dies gilt, wenn alle Endverbraucher betrachtet werden. Für Neukunden war der Strompreisanstieg ganz erheblich: Der durchschnittliche Neukundenpreis stieg bis Ende 2022 auf rund 70 ct/kWh, ist aber mittlerweile auf knapp unter 30 ct/kWh gesunken.

Die Gaspreise verzerren über das Merit-Order-Prinzip die Strompreise. Aufgrund des aktuellen Strommarktdesigns wird der Marktpreis für (zusätzlichen) Strom stark durch das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten bestimmt, was im Jahr 2022 häufig Gaskraftwerke waren. In diesem

Sinne ist der in Abbildung 1 dargestellte Anstieg der Gaspreise der Hauptgrund für den in Abbildung 2 dargestellten Anstieg der Strompreise.

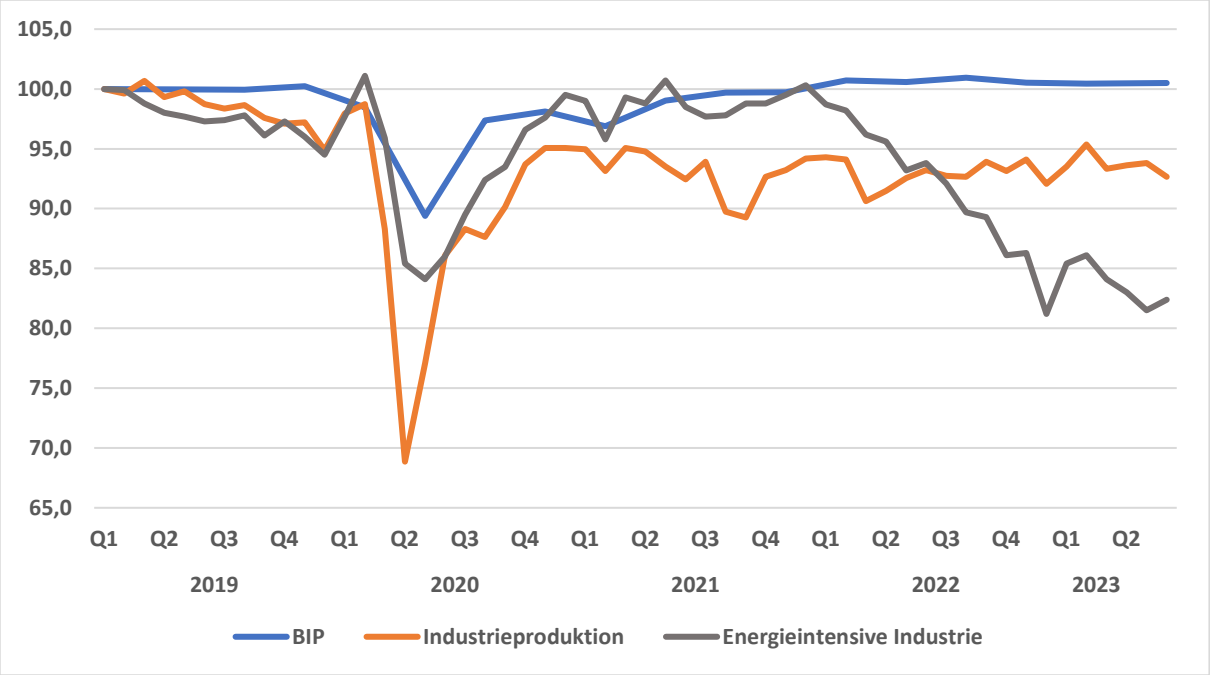
Der indirekte Einfluss auf die Strompreise ist eine weiterer Wirkmechanismus, über den sich die Erdgaspreise auf Haushalte, Unternehmen und die Wirtschaft auswirken. Es liegt auf der Hand, dass dieser Wirkungskanal zukünftig an Bedeutung gewinnen wird. In Kapitel 4 werden Möglichkeiten zur Reform des Strommarktes besprochen, welche zu einer stärkeren Entkopplung der Strompreise von den Gaspreisen führen können.

Wie beim Erdgas liegt der Marktpreis für Strom deutlich unter dem Preis, den die Endverbraucher zahlen. In den Jahren vor der Krise betrug diese langfristige Differenz in Deutschland knapp 24 ct/kWh, vor allem wegen der hohen Steuern und Abgaben auf Strom (BEDW, 2023). Die endgültige Abschaffung der EEG-Umlage dieses Jahr, die in 2021 noch 6,5 ct/kWh betrug, sollte diese Differenz von 24 ct/kWh in einem funktionierenden Strommarkt langfristig um diesen Betrag senken.

3.2 Produktion

In der öffentlichen Debatte liegt der Fokus der wirtschaftlichen Analysen häufig auf dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) als Maßstab des wirtschaftlichen Erfolgs bzw. des wirtschaftlichen Wohlstands. Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Verlauf der gesamtwirtschaftlichen Produktion (reales BIP), der Industrieproduktion und der Produktion der energieintensiven Unternehmen seit 2019.

Abbildung 3: BIP und Industrieproduktion



Quelle: Statistisches Bundesamt

Abbildung 3 verdeutlicht, dass die Produktion der energieintensiven Industriesektoren im Zeitraum von März 2022 bis Dezember 2022 um fast 20 Prozent zurückging. Mit anderen Worten: Die energieintensive Industrie fiel 2022 in eine tiefe Rezession. Allerdings gingen das reale Bruttoinlandsprodukt und die Industrieproduktion während der Energiekrise kaum zurück, auch wenn die Gesamtproduktion (BIP) in zwei aufeinanderfolgenden Quartalen (viertes Quartal 2022 und erstes Quartal 2023) fiel. Somit erlebte die deutsche Wirtschaft im Jahr 2022/2023 eine Situation, die gemeinhin als Rezession bezeichnet wird.

Die in Abbildung 3 dargestellte Entwicklung des BIPs wird von einigen Ökonomen als „Beweis“ angeführt, dass die Energiekrise „handhabbar“ gewesen sei und zu keinen nennenswerten wirtschaftlichen Verlusten geführt hätte (Moll, Schularick und Zachmann, 2023; Sandbu, 2023; Schularick, 2023; Tabarrok, 2023). Dies würde unter anderem bedeuten, dass der in Abbildungen 1 und 2 dargestellte Energiepreisschock nur geringe Auswirkungen auf die deutsche Wirtschaft hatte. Dieses Argument ist jedoch aus drei Gründen nicht überzeugend.

Zum Ersten reicht ein einfacher Blick auf den zeitlichen Verlauf des BIPs während der Energiekrise nicht aus, um die Auswirkungen der Ener-

giekrise auf das reale BIP zu beurteilen. Um die wirtschaftlichen Verluste zu berechnen, muss zuerst ein kontrafaktischer Fall konstruiert werden, der den Verlauf des BIPs in einem hypothetischen Szenario ohne Energiekrise bestimmt. Der durch die Energiekrise verursachte Produktionsverlust ist dann die Differenz zwischen dem BIP im Szenario ohne Krise (unbeobachtetes Szenario) und mit Krise (beobachtetes Szenario).[10] Im nächsten Abschnitt (Abschnitt 3.3) werden die kurzfristigen wirtschaftlichen Kosten der Energiekrise mit dieser Methode analysiert.[11]

Zum Zweiten ist der Reallohn (inflationsbereinigtes Arbeitseinkommen) in vielen Fällen ein besseres Maß für die wirtschaftlichen Auswirkungen einer Krise auf das Leben der Menschen. Inflation und Reallöhne werden in Abschnitt 3.4 analysiert. Schließlich müssen die dauerhaften Schäden einer Krise berücksichtigt werden – diese Analyse wird in Abschnitt 3.5 durchgeführt.

3.3 Kurzfristige Produktionsverluste

In diesem Abschnitt werden die einjährigen Produktionsverluste in Deutschland während der Energiekrise berechnet. Dazu wird die BIP-Entwicklung in einem hypothetischen Szenario ohne Energiekrise mit der Entwicklung im beobachteten Szenario mit Energiekrise verglichen.

Die BIP-Werte in dem unbeobachteten Szenario ohne Energiekrise stammen aus den Konsensprognose der fünf Wirtschaftsforschungsinstituten im Frühjahr 2022 (GD, 2022a). Diese Wirtschaftsinstitute[12] führen die Konjunkturanalyse für die Bundesregierung durch und ihre Prognosen sind gewissermaßen die besten Schätzungen der BIP-Entwicklung in einer hypothetischen deutschen Volkswirtschaft ohne Energiekrise, wobei

10 Ähnliche Ansätze zur Berechnung der wirtschaftlichen Kosten der Energiekrise in Deutschland werden auch in Greive, Hildebrand and Olk (2023), Dullien et al. (2022), Kooths (2023) und Kühnlenz (2023) verfolgt bzw. diskutiert.

11 Die Anwendung dieser Methode auf die Industrieproduktion würde zu etwas größeren Produktionsverlusten als die in Tabelle 1 dargestellten BIP-Verlusten führen, da für die Industrieproduktion ohne Energiekrise ein sehr starkes Wachstum prognostiziert wurde (GD, 2022a).

12 Dies waren bis Juni 2022 die Leibniz-Institute Deutsches Institut der Wirtschaft (DIW), Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo), Kiel Institut für Weltwirtschaft (IfW), Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung Halle (IWH) und RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung. Seit Juni 2022 ist das DIW ausgeschieden und wurde vorläufig durch die zwei Wiener Wirtschaftsforschungsinstitute Institut für Höhere Studien (IHS) und Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung (Wifo) ersetzt.

der Beginn der Energiekrise auf den russischen Einmarsch in die Ukraine im Februar 2022 datiert wird.[13]

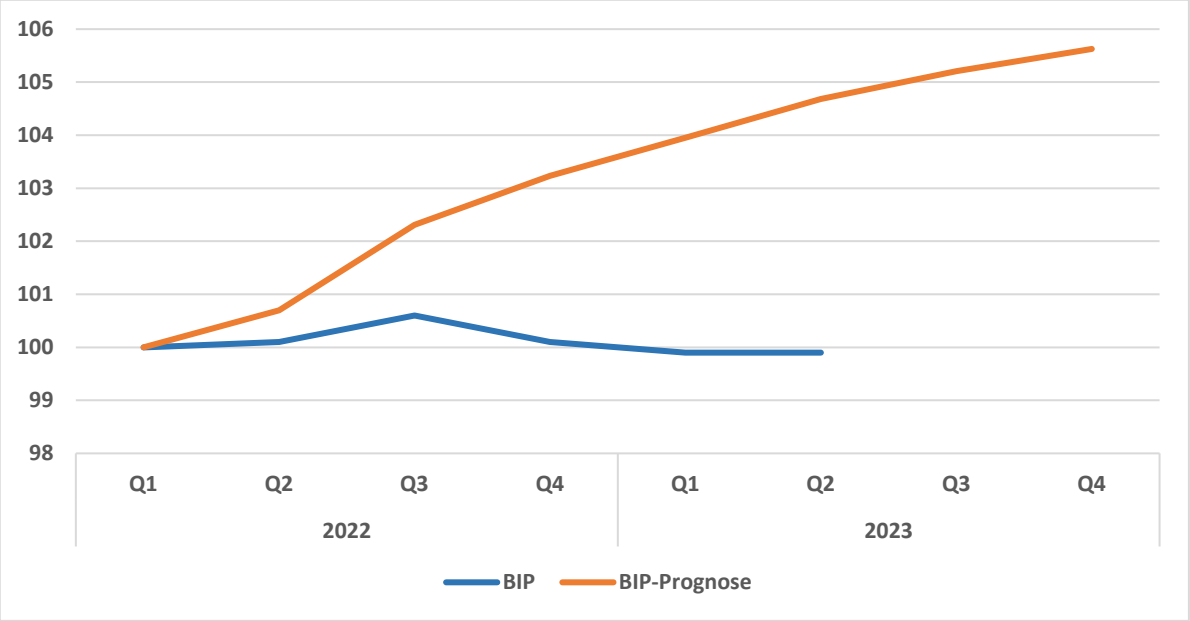
Ein solcher Ansatz erfasst alle direkten und indirekten Auswirkungen des russischen Krieges in der Ukraine auf die deutsche Wirtschaft (Anstieg der Energiepreise, zunehmende Unsicherheit, Reaktion der Geld- und Fiskalpolitik), und dies sollte bei der Interpretation der Ergebnisse immer berücksichtigt werden.[14]

Abbildung 4 zeigt die Schätzungen des BIP-Pfades im hypothetischen Fall ohne Energiekrise (GD, 2022a) sowie den tatsächlichen Verlauf des BIPs.

13 Siehe Döpke, Fritsche und Müller (2019) und Müller (2019) für eine Diskussion der Qualität solcher Konjunkturprognosen.

14 Abbildung 1 ist zu entnehmen, dass die Gaspreise bereits im Frühjahr 2021 ihren Anstieg begonnen haben, aber dass nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine am 24. Februar 2022 sich dieser Anstieg nochmals beschleunigte. Der Beginn des Krieges in der Ukraine wird üblicherweise als das entscheidende Ereignis für den Beginn der Energiekrise in Europa markiert, der schließlich zum vollständigen Stopp der deutschen Gasimporte aus Russland im September 2022 führte.

Abbildung 4: BIP-Entwicklung mit und ohne Energiekrise



Anmerkungen: vierteljährliches BIP normalisiert auf 100 im ersten Quartal 2022
Quellen: „BIP-Prognose“: Konsensprognose der fünf Wirtschaftsforschungsinstitute im Frühjahr 2022 (GD,2022a); „BIP“: BIP-Daten des Statistischen Bundesamtes

Abbildung 4 zeigt, dass der BIP-Verlust in dem einjährigen Zeitraum nach dem russischen Krieg in der Ukraine (also vom zweiten Quartal 2022 bis zum ersten Quartal 2023) 4,1 Prozent betrug. Dabei berechnet sich dieser kurzfristige Produktionsverlust aus der Differenz zwischen der Prognose des vierteljährlichen BIPs der fünf Wirtschaftsinstitute im Frühjahr 2022 (ockerfarbene Linie) und dem tatsächlichen Verlauf des vierteljährlichen BIPs (blaue Linie).[15] Der größte Teil des BIP-Verlustes von 4,1 Prozent ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das deutsche Wachstum nach dem Ende der Corona-Pandemie und den damit verbundenen Einschränkungen im Frühjahr 2022 ohne Energiekrise stark zugenommen hätte.

Die BIP-Prognose der fünf Wirtschaftsinstitute im Frühjahr 2022 berücksichtigt bereits einige der negativen Auswirkungen der steigenden

15 Die Verwendung vierteljährlicher Daten ist üblich in der Konjunkturanalyse, die die kurzfristigen Änderungen makroökonomischer Größen analysiert. Die hier verwendete Methode gewährleistet, dass nur Veränderungen nach Beginn der Energiekrise im ersten Quartal 2022 die berechneten BIP-Verluste der Energiekrise beeinflussen.

Energiepreise. In diesem Sinne ist es eine ist es eine Unterschätzung des BIP-Wachstums in einer Welt ohne Energiekrise und daher eine Unterschätzung der Produktionsschäden der Energiekrise 2022. Zum Beispiel erwartete die deutsche Zentralbank im Dezember 2021 noch einen Anstieg des vierteljährlichen BIPs im Zeitraum vom zweiten Quartal 2022 bis zum ersten Quartal 2023 von mehr als fünf Prozent (Bundesbank, 2021).

Unter Verwendung einer identischen Methode können auch die kurzfristigen wirtschaftlichen Verluste der Corona-Krise 2020 und der Finanzkrise 2008 berechnet werden. Für den hypothetischen Ausgangspfad in einer Wirtschaft ohne Finanzkrise bzw. ohne Covid-19-Krise werden die Prognosen der fünf Wirtschaftsforschungsinstitute im Herbst 2008 bzw. im Herbst 2019 verwendet (GD, 2008; GD, 2019).

Die Berechnungen ergeben einen einjährigen Output-Verlust von 2,5 Prozent für die Corona-Krise 2020 und 5,8 Prozent für die Finanzkrise 2008. Somit ist der kurzfristige wirtschaftliche Verlust der Energiekrise 2022 etwas größer als der Output-Verlust der Corona-Krise 2020 und etwas geringer als der Verlust der Finanzkrise 2008.[16] Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Kurzfristige BIP-Verluste in den letzten drei Wirtschaftskrisen

	BIP-Verlust	**Reallohnverlust**
Energiekrise 2022	4,1 %	3,4 %
Coronakrise 2020	2,5 %	0,8 %
Finanzkrise 2008	5,8 %	0,4 %

Anmerkung: BIP- und Lohnverluste sind die Differenz zwischen den Vor-Krisen-Prognosen und den tatsächlichen Werten des vierteljährlichen BIPs bzw. der vierteljährlichen Reallöhne ein Jahr nach Beginn der Krise. Energiekrise Q2-2022 bis Q1-2023, Coronakrise Q1-2020 bis Q4-2020 und Finanzkrise Q4-2008 bis Q3-2009. Die Prognosen sind die Konsensprognosen der fünf Wirtschaftsforschungsinstitute DIW, ifo, IfW, IWH und RWI (Gemeinschaftsdiagnose).

16 Der Vergleich zur Ölkrise 1973 bis 1975 ist ebenfalls interessant. Der Ölpreisschock 1973 führte erst 1975 zu einem Rückgang des jährlichen BIPs um 0,9 Prozent. Der krisenbedingte BIP-Verlust 1975 beträgt 3,4 Prozent, wenn der BIP-Verlauf ohne Ölkrise auf Basis der Prognose der Wirtschaftsinstitute (IWH, 2023) abgeschätzt wird.

Krisen entstehen nicht aus dem Nichts, und die Datierung einer Krise ist in der Regel nicht eindeutig bestimmt. Diese Studie wählt als Anfangspunkt der Energiekrise das 2. Quartal 2022, denn dieses Quartal ist das erste Quartal nach der russischen Invasion der Ukraine am 24. Februar 2022.

Für die Corona-Krise 2020 wird der Beginn auf das erste Quartal 2020 datiert, da in diesem Quartal die ersten Lockdown-Maßnahmen umgesetzt wurden. Das vierte Quartal 2008 wird als Beginn der Finanzkrise 2008 genommen, weil dies das erste Quartal nach dem Bankrott von Lehman Brothers im September 2008 ist. Diese zeitliche Festlegung der drei Wirtschaftskrisen impliziert, dass für alle drei Krisen das erste Krisenquartal auch das Quartal ist, in dem das BIP zum ersten Mal gesunken ist.

Die hier berechneten wirtschaftlichen Verluste der drei Wirtschaftskrisen basieren auf der Annahme, dass die Konsensprognosen der fünf Wirtschaftsinstitute GD (2022a) relativ gute Schätzungen für die Produktion in den hypothetischen Szenarien ohne Krise liefern. Dies ist der Fall, wenn a) vergangene Prognosen in normalen Zeiten relativ gut waren und es b) keine zusätzlichen makroökonomischen Schocks gab, die nicht mit der jeweiligen Krise im Zusammenhang standen, aber einen erheblichen Effekt auf die Wirtschaftsleistung hatten.

Sicherlich werden beide Bedingungen nicht exakt gelten, und eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der in Tabelle 1 dargestellten Ergebnisse ist unvermeidlich. Insofern ist es auch nicht überraschend, wenn es keine vollständige Einigkeit hinsichtlich der wirtschaftlichen Kosten der Energiekrise geben wird. Einigkeit sollte es jedoch hinsichtlich der Tatsache geben, dass eine ernst zu nehmende Berechnung der Krisenkosten nur auf Basis einer kontrafaktischen Analyse (Szenario ohne Krise) möglich ist.

Die Energiekrise 2022 hatte erhebliche wirtschaftliche Kosten (Tabelle 1), aber es hätte noch wesentlich schlimmer kommen können. Insbesondere fielen die Gaspreise sehr schnell nach dem Erreichen ihres Höhepunkts im August und Deutschland erlebte keine Gasmangellage im Winter 2022/2023. Ein Extrem-Szenario mit sehr hohen Gaspreisen bis in den Winter 2022/2023 hinein könnte zum Glück verhindert werden, wobei zwei Regierungsentscheidungen einen wesentlichen Einfluss hatten: Der Verzicht auf ein sofortiges Gasembargo im März 2022 und die Implementierung einer (europäischen und deutschen) Gaspreisbremse im Spätherbst 2022.[17]

17 Im Fall eines sofortigen Gasembargos mit Gültigkeit ab 1. April 2022 wären rund 200 TWh weniger Gas aus Russland nach Deutschland importiert worden, und das Gasangebot in Europa wäre entsprechend gesunken. Zum Vergleich: Der jährliche Gasverbrauch der deutschen Industrie (ohne Energiesektor) beträgt circa 250 TWh.

Die Simulationsanalysen der fünf Wirtschaftsforschungsinstitute (GD, 2022b, c) und der Deutschen Bundesbank (Bundesbank, 2022a, b) verdeutlichen, dass ein solches Risikoszenario mit erheblichen wirtschaftlichen Schaden verbunden gewesen wäre. Krebs (2022b) führt einige einfache Berechnungen durch, welche die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von verschiedenen Faktoren aufzeigen und die große Unsicherheit hinsichtlich des Ausmaßes der möglichen Produktionsverluste demonstrieren. Die Ergebnisse der Analysen sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Kurzfristige BIP-Verluste im Risikoszenario mit Gasmangellage

	Bundesbank (2022a, b)	**GD (2022a, b)**	**GD (2022c)**	**Krebs (2022b)**
BIP-Verlust	9 %	8 %	10 %	5 % bis 12 %

Anmerkung: BIP-Verluste in Bundesbank (2022a, b) und GD (2022a, b) beziehen sich auf die Differenz der Vorkrisen-Prognose des vierteljährlichen BIPs und dem BIP-Wert in einem simulierten Risikoszenarios mit Gasmangellage fünf Quartale nach Krisenbeginn. GD (2022c) berücksichtigt nur gesamtwirtschaftliche Angebotseffekte; alle anderen Studien berücksichtigen gesamtwirtschaftliche Angebots- und Nachfrageeffekte.

Deutschland importiert einen großen Teil seiner fossilen Energie aus dem Ausland. Zum Beispiel wurden in den letzten Jahren nur fünf Prozent des in Deutschland verbrauchten Erdgases in Deutschland gefördert (AGEB, 2023). Dies bedeutet, dass ein Anstieg der Erdgaspreise, wie er in Abbildung 1 dargestellt ist, zu einem Verlust an Nationaleinkommen führt, solange der Energieverbrauch nicht sehr stark sinkt. 2022 ging der gesamte Energieverbrauch in Deutschland um 5,4 Prozent zurück, während die Kosten der Nettoenergieimporte um 95 Prozent von 70 Milliarden Euro auf 137 Milliarden Euro (AGEB, 2023) stiegen.

Mit anderen Worten: Die steigenden Energiepreise führten zu einem Verlust von etwa 2 Prozent des Nationaleinkommens. Diese einfache Berechnung berücksichtigt keine wirtschaftlichen Verhaltensanpassungen der Unternehmen und privaten Haushalte, wie z. B. einen durch die Energiepreise verursachten Produktionsrückgang. Die oben ausgeführten Berechnungen zeigen, dass die Auswirkungen des Energiepreisschocks auf die gesamtwirtschaftliche Produktion (Bruttoinlandsprodukt) unter Be-

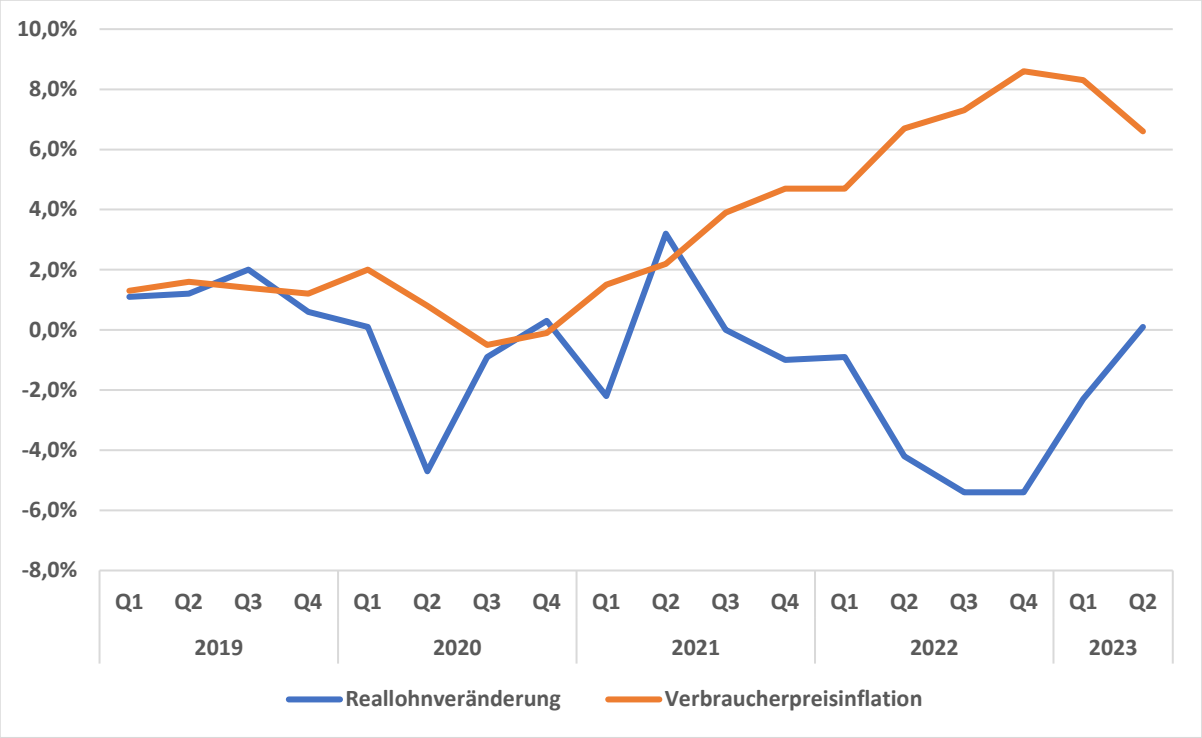
rücksichtigung der Verhaltensanpassungen erheblich größer ist als der direkte Einkommensverlust ohne Verhaltensanpassung.

3.4 Inflation und Reallohnverluste

Die steigenden Energiepreise (Abbildungen 1 und 2) führten zu steigenden Preisen für Güter und Dienstleistungen und somit zur Inflation. In Deutschland erhöhte sich die Verbraucherpreisinflation von drei Prozent im Jahr 2021 auf 6,9 Prozent im Jahr 2022. Dabei entfiel ein erheblicher Teil dieses Inflationsanstiegs auf eine Zunahme der Energie- und Lebensmittelpreise. Dies unterstreicht die sozialen Kosten der Inflation, da Energie und Lebensmittel einen relativ großen Anteil am Konsumkorb einkommensschwacher Haushalte haben (Dullien und Tober, 2023)

Löhne und Gehälter stiegen im Jahr 2022 nicht in demselben Maße wie die Güterpreise, sodass die Reallöhne sanken. Für viele Menschen ist das Arbeitseinkommen die wesentliche Einkommensquelle, sodass die Mehrheit der privaten Haushalte einen Verlust an realem Einkommen vor Steuern und Transfers erlebten. Abbildung 5 zeigt, dass dieser Einkommensverlust erheblich war.

Abbildung 5: Inflation und Reallöhne



Anmerkung: Veränderung des vierteljährlichen Reallohns und der Verbraucherpreise im Vergleich zum Vorjahresquartal
Quelle: Daten des Statistischen Bundesamtes

Abbildung 5 stellt den zeitlichen Verlauf des Reallohnwachstums und der Verbraucherpreisinflation seit 2019 dar. Die Abbildung zeigt, dass die Reallöhne im Jahr 2022 dramatisch gesunken sind. Insbesondere in den drei letzten Quartalen des Jahres 2022 sank der Reallohn um fünf Prozent im Vergleich zum Vorjahresquartal.[18] Im Vergleich dazu haben sich die Reallöhne während der Finanzmarktkrise 2008 kaum verändert, und während der Coronakrise 2020 erholten sich die Reallöhne nach dem großen

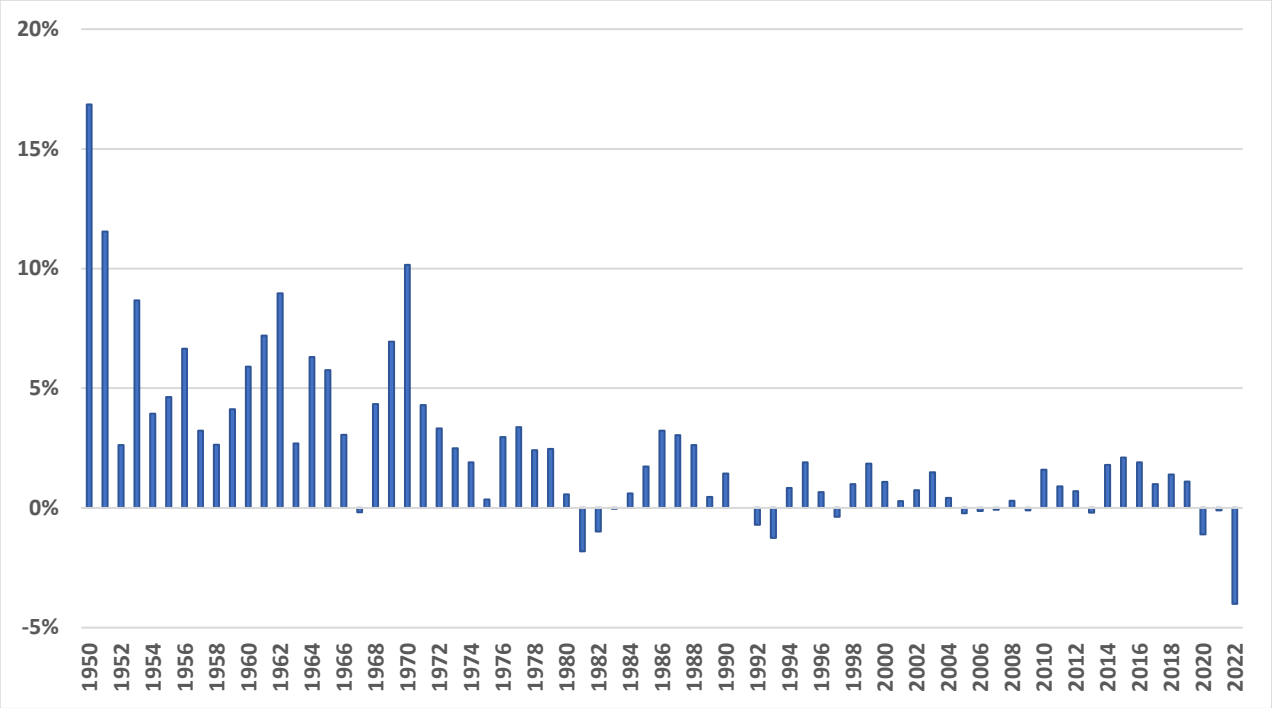
18 Die Divergenz zwischen BIP und Reallöhnen in diesem Zeitraum ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen. Erstens haben die Nettozahlungen für Energieinputs an das Ausland (z. B. Norwegen) zugenommen, sodass die Einkommen stärker gesunken sind als das BIP. Mit anderen Worten: Steigende Energiepreise führen zu einem Verlust an Nationaleinkommen bei gegebenem BIP in einem energieimportierenden Land. Zweitens sanken Kapitaleinkommen weniger stark als die Arbeitseinkommen. In Zeiten hoher Inflation verlieren die Arbeitseinkommen im Verhältnis zum Kapitaleinkommen, wenn die Nominallöhne starr sind und die Unternehmen steigende Energiekosten an die Kunden weitergeben können.

Rückgang im zweiten Quartal 2022 schnell. Die negativen wirtschaftlichen Auswirkungen der Energiekrise 2022 auf das Leben der meisten Menschen in Deutschland waren also ausgeprägter als die entsprechenden Auswirkungen während der Finanzkrise 2008 und der Coronakrise 2022.

Abbildung 5 zeigt auch, dass die Reallöhne im ersten Quartal 2023 wieder zu steigen begannen. Diese Erholung ist teilweise auf staatlich subventionierte Einmalzahlungen zurückzuführen, die Arbeitgeber als Inflationsausgleich an die Arbeitnehmer geleistet haben. Zu diesem Zeitpunkt ist es offen, ob diese Erholung der Reallöhne anhalten wird und zu einer vollständigen Kompensation der Verluste 2022 reichen wird. Die guten Tarifabschlüsse 2023 lassen zwar darauf hoffen, dass die Reallöhne bald steigen werden. Es bräuchte jedoch einen kräftigen Reallohnzuwachs, um die bereits erlittenen Kaufkraftverluste auszugleichen.

Abbildung 6 stellt die Veränderung der Reallöhne seit 1950 dar, um das Ausmaß der Reallohnverluste 2022 in einen historischen Kontext zu stellen.

Abbildung 6: Reallöhne seit 1950



Anmerkung: Jährliche prozentuale Veränderung der Reallöhne; der Reallohnindex wird aus nominalen Lohndaten (dem Index der durchschnittlichen Brutto-Monatseinkommen) und dem Verbraucherpreisindex des Statistischen Bundesamtes erstellt. Die Werte von 1950 bis 1990 beziehen sich auf Westdeutschland und die Werte von 1992 bis 2022 auf (vereinigtes) Deutschland. Der Wert der Veränderung der Reallöhne für 1991 wurde aufgrund des strukturellen Datenbruchs im Übergang von 1990 zu 1991 weggelassen.

Abbildung 6 zeigt, dass die Reallöhne im Jahr 2022 um vier Prozent im Vergleich zu 2021 gesunken sind, und dass dieser Einkommensverlust der größte Rückgang seit Beginn der Aufzeichnungen ist. Es gibt nur wenige Episoden in der jüngeren deutschen Geschichte, in denen der jährliche Rückgang der Reallöhne signifikant war: Im Jahr 1981 sanken die Reallöhne um fast zwei Prozent, und im Jahr 1993 und 2020 gingen sie um etwas mehr als ein Prozent zurück. Die außerordentlich hohen Reallohnverluste 2022 sind ein weiterer Indikator, dass der Energiepreisschock 2022 eine ausgewachsene Wirtschaftskrise verursacht hat.

Die in Abschnitt 3.3 zur Berechnung von krisenbedingten BIP-Verlusten verwendete Methode kann auch zur Berechnung von krisenbedingten

Reallohnverlusten genutzt werden. Konkret wird die Veränderung der vierteljährlichen Reallöhne im ersten Jahr nach dem „Beginn“ der Krise berechnet, und diese einjährige Veränderung mit der Reallohnprognose der fünf Wirtschaftsforschungsinstitute verglichen.[19]

Die Ergebnisse der Analyse zu den kurzfristigen BIP-Verlusten und Lohnverlusten sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Tabelle verdeutlicht, dass der Reallohnverlust der Energiekrise 2022 die entsprechenden Verluste der Coronakrise 2020 und der Finanzkrise 2008 bei weitem übertrifft. Die Energiekrise war also eine wirtschaftliche Krise, die in ihrer Größenordnung vergleichbar ist mit der Coronakrise und Finanzkrise, aber ihre negativen Auswirkungen auf die Reallöhne der Beschäftigten war wesentlich ausgeprägter.

3.5 Langfristige Produktionsverluste

Krisen erzeugen wirtschaftliche und gesellschaftliche Kosten, weil Wirtschaftswachstum und Reallöhne kurzfristig zurückgehen bzw. weniger stark ansteigen als ohne Krise. Diese kurzfristigen Auswirkungen der letzten drei Wirtschaftskrisen sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Doch Wirtschaftskrisen führen nicht nur zu einem kurzfristigen Einbruch der wirtschaftlichen Aktivitäten, sondern können Wirtschaft und Gesellschaft auch dauerhaften Schaden zufügen. Diese dauerhaften Schäden stellen zusätzliche Kosten einer Krise dar, die auch nach der Erholung noch zu spüren sind. In der einschlägigen Literatur ist dieser Effekt als Hysterese-Effekt von Rezessionen bekannt und durch empirische Studien belegt.

Zum Beispiel zeigen Ball (2014), Blanchard, Cerutti und Summers (2015) sowie Cerra und Caxena (2008) anhand von makroökonomischen Zeitreihenanalysen, dass Rezessionen häufig einen dauerhaften, negativen Effekt auf die gesamtwirtschaftliche Produktion haben. Anders gesagt: Kurzfristige Fluktuationen in der gesamtwirtschaftlichen Aktivität beeinflussen das Produktionspotenzial. Darüber hinaus haben empirische Studien einen engen Zusammenhang zwischen konjunktureller Fiskalpolitik und Potenzialoutput gefunden (siehe z. B. Fatas and Summers, 2018; Gechert, Horn und Paetz, 2019).

Es gibt verschiedene Wirkungskanäle, die den Zusammenhang zwischen Rezessionen bzw. Wirtschaftskrisen und Produktionspotenzial

19 Die Reallohnprognosen werden aus den entsprechenden Prognosen für Nominallöhne und Verbraucherpreisinflation bestimmt. Ich danke dem IWH für die Bereitstellung der (unveröffentlichten) Prognosen der vierteljährlichen Löhne.

prinzipiell erklären können. Eine Erklärung ist der Humankapitaleffekt: Arbeitslosigkeit oder Unterbeschäftigung ist häufig mit dem Verlust von unternehmens- oder sektorspezifischen Humankapital verbunden, und in einer Rezession steigt die Wahrscheinlichkeit und Verweildauer in der Arbeitslosigkeit bzw. Unterbeschäftigung.

Dieser Erklärungsansatz ist nicht nur theoretisch gut begründet, sondern auch empirisch belegt. Zum Beispiel zeigen empirische Studien, dass Jobverlust zu permanenten Einkommensverlusten führt und diese permanenten Einkommensverluste besonders groß sind für die Erwerbspersonen, die ihren Job während einer Rezession verloren haben (Davis und Wachter, 2011; Schmieder, Wachter und Heining, 2023).

Ähnlich können krisenbedingte Insolvenzen Sachkapital zerstören, wobei dieser Wirkungskanal über einen „cleansing effect“ auch einen positiven Effekt auf das Potentialwachstum entfalten kann (Caballero und Hammour, 1994). Ein weiterer Wirkungsmechanismus ist der Effekt von fallenden privaten Investitionen in Krisen, die über sinkende Innovationstätigkeit das Produktionspotenzial dauerhaft senken (Benigno and Fornaro, 2018). Schließlich sind krisenbedingte Hysterese-Effekte eine typische Implikation Post-Keynesianischer Wachstumsmodelle (Fazzari und Gonzales, 2023).

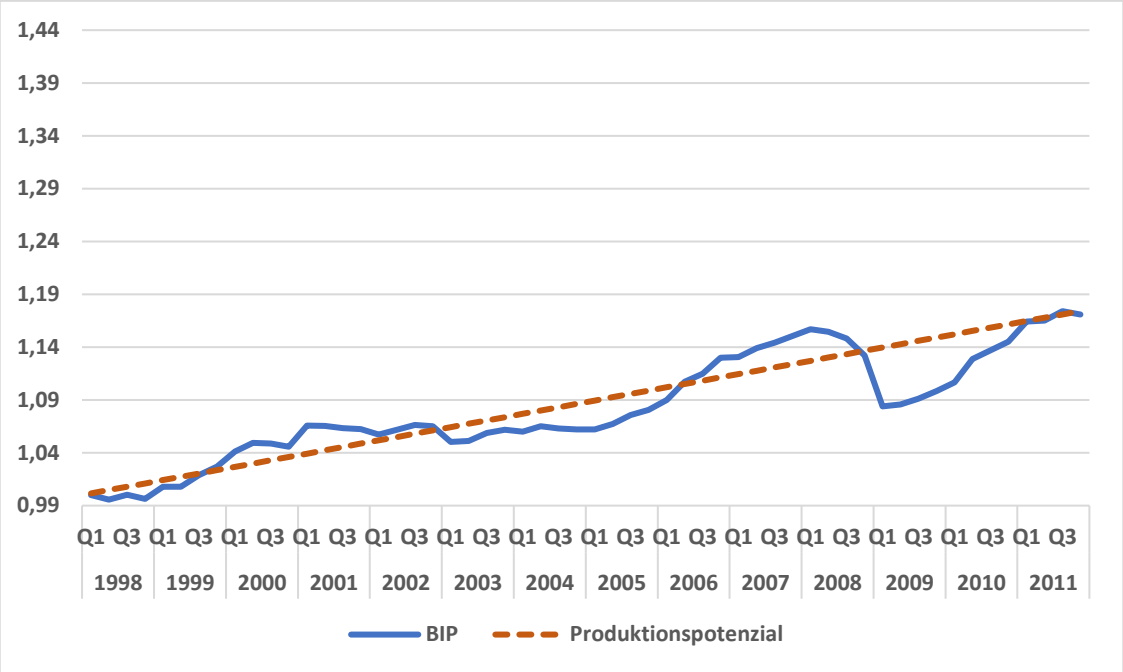
Das Ausmaß der langfristigen Produktionsverluste ist nicht für alle Rezessionen und Länder gleich. Im Wesentlichen hängt die Stärke des Hysterese-Effekts von drei Faktoren ab. Zum Ersten spielen strukturelle Schwächen bzw. Stärken der Wirtschaft vor der Krise eine Rolle, die wiederum von vergangenen wirtschaftspolitischen Entscheidungen abhängen.

Zum Zweiten sind die wirtschaftspolitischen Entscheidungen wichtig, die während der Krise und gleich nach der Krise getroffen werden – der Qualität der Stabilisierungspolitik in der Krise und der Transformationspolitik nach der Krise. Zum Dritten bestimmt das Ausmaß des exogenen Schocks, der zur Krise geführt hat, die Größe der Krise. Der Effekt dieser Einflussfaktoren wird deutlich, wenn die Entwicklungen in Deutschland und den USA in und nach der Finanzkrise 2008 verglichen werden.

Die deutsche Wirtschaft hat sich sehr schnell von den Auswirkungen der Finanzkrise 2008 erholt, während in den USA noch nach zehn Jahren Spuren der Krise erkennbar sind (Ball, 2014; Blanchard, Cerutti und Summers, 2015). Die folgenden zwei Grafiken zeigen den Verlauf des BIPs (Output) und des Produktionspotenzials (Potenzialoutput) vor und nach der Finanzkrise 2008 in Deutschland und den USA.[20]

20 Diese Studie folgen Blanchard, Cerutti und Summers (2015) und berechnen das Produktionspotenzial auf Basis einer sehr einfachen Methode, indem der beste lineare

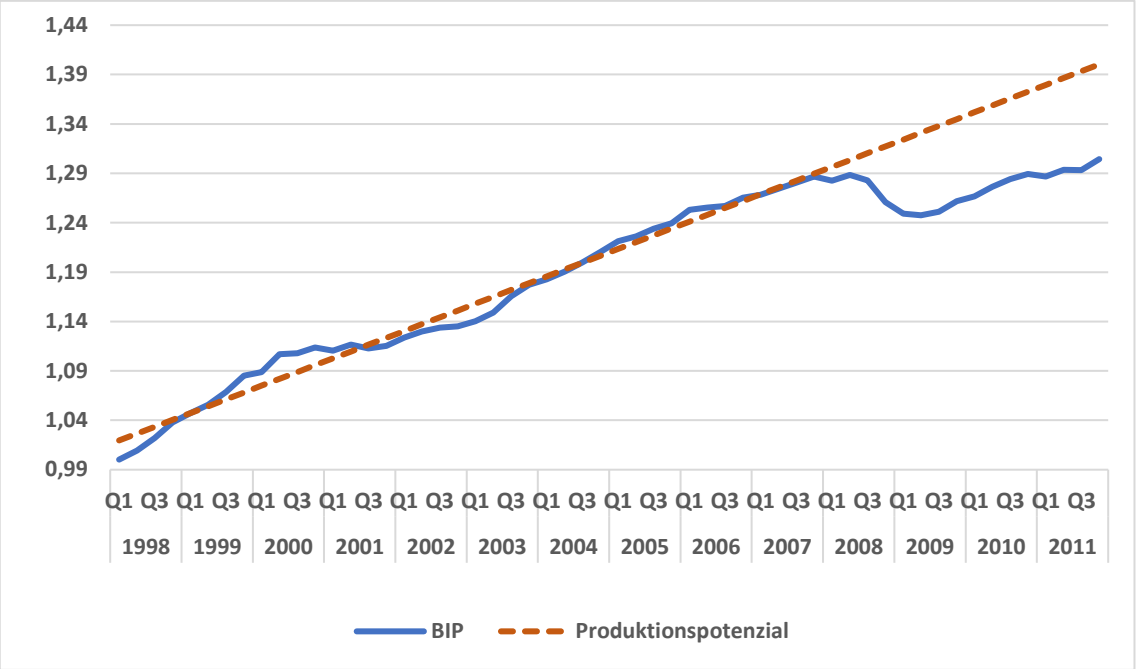
Abbildung 7: Produktion und Produktionspotenzial in Deutschland 1998–2011



Anmerkung: Logarithmus des vierteljährlichen BIPs normalisiert auf 1 im ersten Quartal 1998 (blaue Linie) und Produktionspotenzial (ockerfarbene Linie), definiert als der beste lineare Trend der logarithmischen BIP-Werte vor Beginn der Finanzkrise im vierten Quartal 2008

Trend aus den logarithmischen BIP-Werten in den Jahren vor Krisenbeginn konstruiert wird. Diese Methode weicht ab von dem Verfahren zur Potenzialschätzung, die von der Bundesregierung und der EU-Arbeitsgruppe zur Bestimmung der Produktionslücke verwendet wird. Siehe BMWi (2020) für eine Diskussion der Methode der Bundesregierung.

Abbildung 8: Produktion und Produktionspotenzial in den USA 1998–2011



Anmerkung: Logarithmus des vierteljährlichen BIPs normalisiert auf 1 im ersten Quartal 1998 (blaue Linie) und Produktionspotenzial (ockerfarbene Linie), definiert als der beste lineare Trend der logarithmischen BIP-Werte vor Beginn der Finanzkrise im vierten Quartal 2008

Die Abbildungen verdeutlichen den ausgeprägten Hysterese-Effekt für die US-Wirtschaft nach der Finanzkrise, der für die deutsche Wirtschaft nicht nennenswert in Erscheinung trat. Dieser Unterschied kann auf drei Faktoren zurückgeführt werden. Erstens ist die deutsche Wirtschaft gut aufgestellt in die Finanzkrise 2008 gegangen, während in den USA der Arbeitsmarkt bereits vor der Krise erhebliche Schwächen zeigte.

Zweitens gibt es in den USA im Gegensatz zu Deutschland nur einen schwachen Sozialstaat, und es fehlen daher die automatischen Stabilisatoren. Zudem hat die deutsche Politik mit der Ausweitung des Kurzarbeitergeldes eine konjunkturpolitische Antwort gegeben, die in ihrer konjunkturellen Wirkung die in den USA ergriffenen Konjunkturmaßnahmen wahrscheinlich übertrafen.

Drittens war der exogene Schock in den USA größer und dauerhafter als in Deutschland, denn die Finanzkrise hatte ihren Ursprung in den USA und die amerikanische Wirtschaft direkt getroffen, während die deutsche

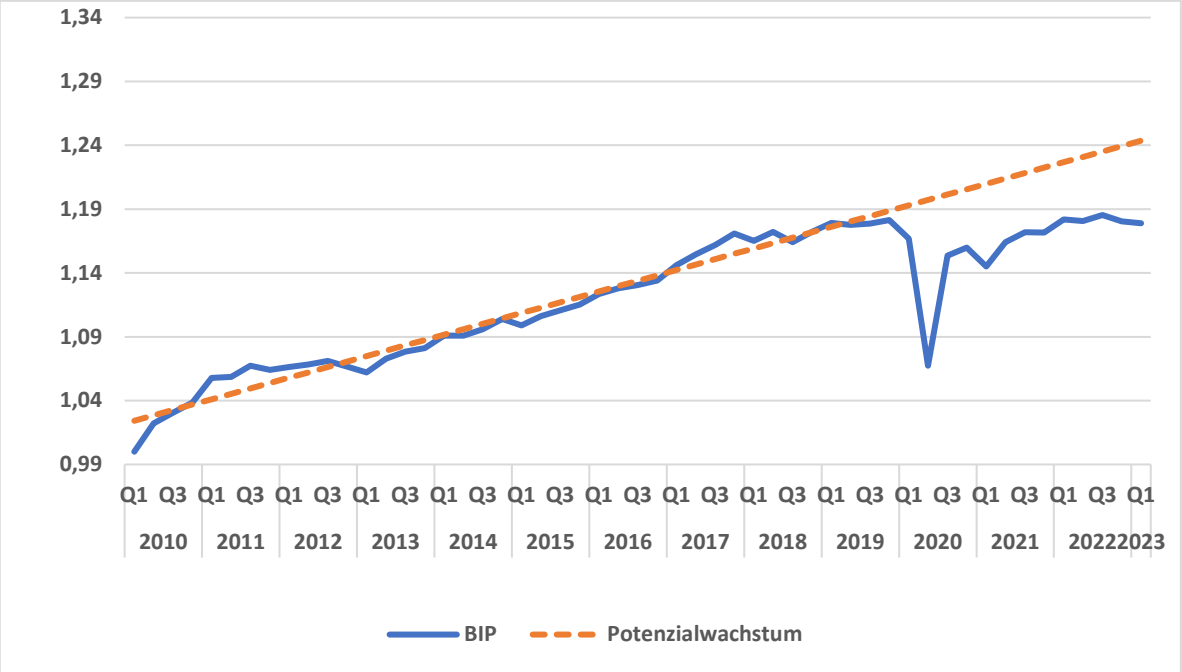
Wirtschaft eher indirekt betroffen war und stark von der schnell ansteigenden Exportnachfrage aus China 2009 profitierte.

Es spricht vieles dafür, dass die Rollen diesmal im Vergleich zur Finanzkrise vertauscht sind. Während es in den USA nach der Corona-Pandemie eine schnell wirtschaftliche Erholung gab und der Energiepreisschock relativ moderat ausgefallen ist, wurde die deutsche Wirtschaft gleich nach der Corona-Pandemie ein zweites Mal in der Energiekrise hart getroffen und es zeichnen sich deutliche Hysterese-Effekte ab. Die Bundesregierung hat zwar 2022 mit dem Stabilisierungspaket und der Gas- und Strompreisbremse einiges richtiggemacht, doch droht jetzt aufgrund des politisch gewollten finanzpolitischen Sparkurses ein wirtschaftspolitisches Debakel.

Eine energiepolitische Schocktherapie in Kombination mit einer Transformationspolitik, die der Größe der Herausforderung nicht gerecht wird, könnte zu einer wirtschaftlich verlorenen Dekade in Deutschland führen, weil Unternehmen mit an sich tragfähigem Geschäftsmodell die Produktion einstellen oder ins (nichteuropäische) Ausland verlegen.

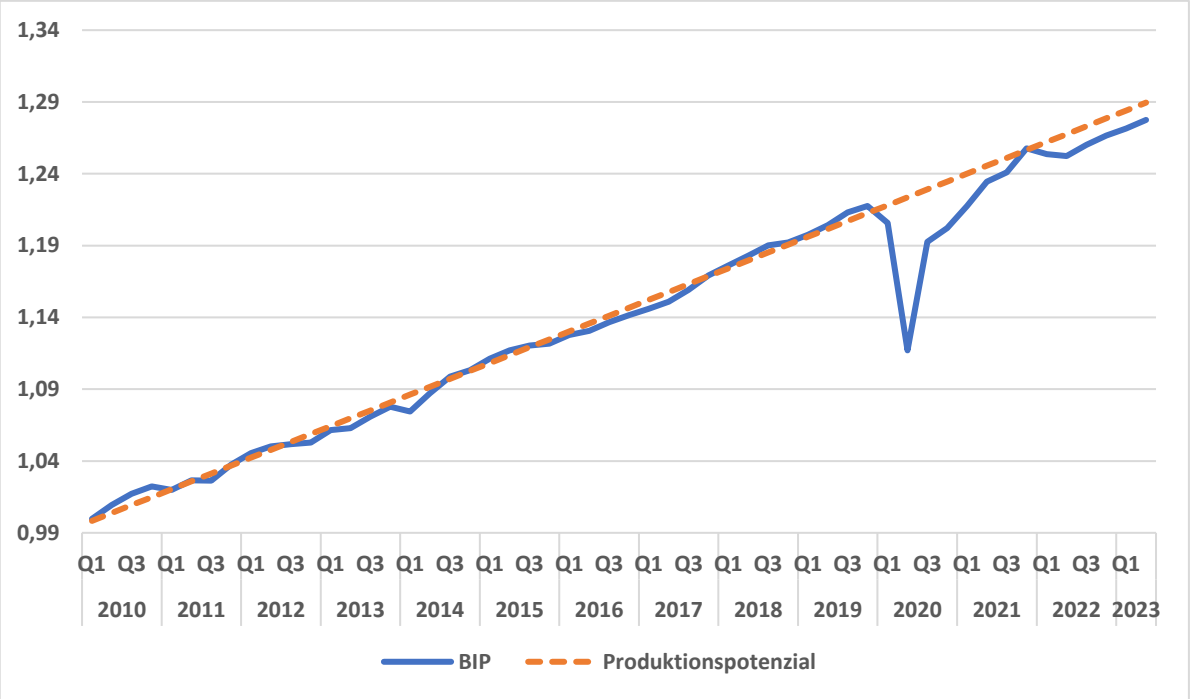
Abbildungen 9 und 10 unterstreichen, wie prekär die aktuelle wirtschaftliche Situation in Deutschland im Vergleich zu den USA ist.

Abbildung 9: Produktion und Produktionspotenzial in Deutschland 2010–2023



Anmerkung: Logarithmus des vierteljährlichen BIPs normalisiert auf 1 im ersten Quartal 2010 (blaue Linie) und Produktionspotenzial (ockerfarbene Linie), definiert als der beste lineare Trend der logarithmischen BIP-Werte vor Beginn der Energiekrise im zweiten Quartal 2022

Abbildung 10: Produktion und Produktionspotenzial in den USA 2010–2023



Anmerkung: Logarithmus des vierteljährlichen BIPs normalisiert auf 1 in im ersten Quartal 2010 (blaue Linie) und Produktionspotenzial (ockerfarbene Linie), definiert als der beste lineare Trend der logarithmischen BIP-Werte vor Beginn der Energiekrise im zweiten Quartal 2022

Die Abbildungen zeigen die Entwicklung der Produktion (BIP) und des Produktionspotenzials vor und nach der Energiekrise 2022 bzw. der Corona-Pandemie 2020 in Deutschland und den USA. Die Abbildungen verdeutlichen die ersten Anzeichen eines ausgeprägten Hysterese-Effekts für Deutschland, der aufgrund der starken und ungebremsten Erholung nach der Corona-Krise in den USA nicht zu erkennen ist. Es ist derzeit offen, inwieweit die aktuelle Rezession in Deutschland in eine lange Phase der Stagnation mündet. Abbildung 9 unterstreicht jedoch, dass die Gefahr erheblicher Wohlstandsverluste sehr real ist.

Die durch Hysterese-Effekte verursachten Schäden können fatale Folgen für den Wohlstand in Deutschland haben. Das Ausmaß dauerhafter Produktionsverluste kann durch ein einfaches Rechenbeispiel verdeutlicht werden. Die kurzfristigen Produktionsverluste der Energiekrise vom zweiten Quartal 2022 bis zum ersten Quartal 2023 betragen gut vier Pro-

zent – siehe Abschnitt 3.3. Aktuelle Prognosen zeigen an, dass diese Verluste weder in 2023 noch in 2024 durch entsprechend starkes Wachstum kompensiert werden können (GD, 2023a; Dullien et al., 2023). In diesem Fall würden sich die Gesamtkosten der Energiekrise allein bis Ende 2024 auf rund zehn Prozent des jährlichen Bruttoinlandsprodukts oder 390 Milliarden Euro belaufen.[21]

Die bisherigen Überlegungen haben sich im Wesentlichen auf zwei ökonomische Größen beschränkt: Das BIP als Maß der aggregierten Produktionsleistung und den Reallohn als Maß des Einkommens der Beschäftigten. Diese wirtschaftlichen Größen sind wichtig, aber ebenso wichtig sind verteilungspolitische Fragen, die über die Aufteilung zwischen Arbeitseinkommen und Kapitaleinkommen hinausgehen. Dieser wichtige Themenkomplex kann aus Platzgründen in dieser Studie nicht diskutiert werden.

21 Dieser Wert ist inflationsbereinigt in Euro des Jahre 2022 zu verstehen, wobei als Grundlage der Berechnung ein BIP von rund 3,9 Billionen Euro im Jahr 2022 verwendet wird.

4. Strommarkt und Strompreise

4.1 Ausgangslage

Abbildung 2 verdeutlich das Ausmaß des Strompreisanstiegs, der bereits im Sommer 2021 begann und dann durch den Ausbruch des Kriegs in der Ukraine nochmals an Vehemenz zugenommen hat. Während durchschnittliche Börsenstrompreis 2019 bei 3,8 ct/kWh und 2020 bei 3 ct/kWh lag (Bundesnetzagentur, 2021), stieg der Preis im Sommer 2022 auf bis zu 60 ct/kWh.[22] Seit dem Erreichen dieser Höchstwerte ist der Großhandelspreis stetig gefallen und liegt im Sommer 2023 bei rund 10 ct/kWh. Der Strompreis hat sich also in der Energiekrise kurzfristig fast verzwanzigfacht im Vergleich zum Vorkrisenniveau, und er liegt derzeit immer noch gut doppelt so hoch wie das Vorkrisenniveau.

Die Futures-Preise sind weniger stark angestiegen, aber auch weniger gefallen. Beispielsweise ist der Preis für Lieferung 2025 (CAL 25) auf 30 ct/kWh gestiegen und liegt aktuell bei rund 13 ct/kWh und der Peis für Lieferung 2026 (CAL 26) ist auf rund 20 ct/kWh gestiegen und liegt aktuell bei gut 10 ct/kWh.

Der in Abbildung 2 dargestellte Börsenpreis ist der Nettopreis für Strom im Großhandel. Die Endverbraucher zahlen jedoch einen Bruttopreis, der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen enthält. Diese zusätzlichen Ausgaben führte in der Vergangenheit dazu, dass die Strompreise für die deutschen Stromverbraucher im europäischen Vergleich relativ hoch lagen. In den Jahren 2019 bis 2021 lag der Bruttopreis bei rund 29 ct/kWh und damit rund 24 ct/kWh über dem Nettopreis (BDEW, 2023), wobei mit rund 6,5 ct/kWH die EEG-Umlage ein wesentlicher Bestandteil dieser Differenz zwischen Nettopreis und Bruttopreis war.

Mit der endgültigen Abschaffung der EEG-Umlage dieses Jahr hat die Bundesregierung einen wichtigen Schritt unternommen, die Bruttopreise für Endverbraucher in Deutschland dauerhaft zu senken. Im Juli 2023 lag der durchschnittliche Bruttostrompreis für Bestandskunden bei rund 41 ct/kWh, aber für Neukunden nur bei rund 30 ct/kWh.

Neben der Mehrwertsteuer von 19 Prozent sind die Stromsteuer und Umlagen zur Finanzierung der Kraft-Wärmekopplung sowie des Ausbaus der Offshore-Windkraft weitere Belastungen, die einen Keil schieben zwischen Nettopreis und Bruttopreis schieben. Für private Haushalte beträgt die Stromsteuer rund 2 ct/kWh und die genannten Umlagen circa knapp

22 Bei einer kumulativen Inflationsrate von rund 17 Prozent für den Zeitraum 2019 bis 2023 entspricht ein Strompreis von 3,8 ct/kWh im Jahr 2019 circa 4,5 ct/kWh im Jahr 2024.

1 ct/kWh. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gilt eine reduzierte Stromsteuer von 1,5 ct/kWh und für Unternehmen im Bereich des Schienenverkehrs 1,1 ct/kWh.

Darüber hinaus sind circa 9.000 Unternehmen, zu denen auch die energieintensiven Unternehmen zählen, effektiv von der Stromsteuer über den Spitzenausgleich befreit. Schließlich sind die circa 2.000 Unternehmen, die die besondere Ausgleichregel beanspruchen können, von den Umlagen zur Finanzierung der Kraft-Wärmekopplung sowie des Ausbaus der Offshore-Windkraft befreit.

Energieintensive Unternehmen sind also, wenn die Bundesregierung die aktuellen Regelungen beibehält,[23] von allen Steuern, Abgaben und Umlagen befreit, und für diese Unternehmen ist die Differenz zwischen Bruttopreis und Nettopreis im Wesentlichen durch die Höhe des Netzentgeltes bestimmt. Dies bedeutet unter anderem, dass eine allgemeine Senkung der Stromsteuer die energieintensiven Unternehmen nicht entlasten würde.

Die Netzentgelte drohen aufgrund hoher Investitionskosten für den notwendigen Netzausbau stark anzusteigen. Als Teil der Strompreisbremse hat die Bundesregierung daher beschlossen, die Übertragungsnetzentgelte mit einem Zuschuss von 12,84 Milliarden Euro auf dem Niveau von 2022 zu stabilisieren. Im Jahr 2022 betrugen die durchschnittlichen Netzentgelte rund 8 ct/kWh für private Haushalte und rund 3 ct/kWh für Industriekunden (BDEW, 2023). Die Bundesregierung sollte weitere Maßnahmen ergreifen, um die Netzentgelte dauerhaft zu stabilisieren.

Zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie in Bezug auf die Energiekosten ist ein internationaler Vergleich nützlich. Im europäischen Kontext wird Frankreich häufig erwähnt. In Frankreich wird schon seit Längerem ein jährliches Stromkontingent von 100 TWh zum garantierten Preis von 4,2 ct/kWh über den sogenannten ARENH-Mechanismus an berechtigte Versorger abgegeben – siehe Kempchen (2019) für eine Beschreibung dieser „französischen Strompreisbremse“.

Im Jahr 2022 wurden der Preis auf 4,62 ct/kWh und das Kontingent auf 120 TWh angehoben. Der garantierte Preis für die Netzbetreiber ist ohne Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen und in diesem Sinne mit dem hier diskutierten Nettostrompreis vergleichbar. Der ARENH-Mechanismus hat eine planmäßige Laufzeit bis 2025, und die zeitliche Verlängerung sowie mögliche Modifizierungen dieser „französischen Strompreisbremse“ werden aktuell kontrovers diskutiert.

23 Aktuell wird in Regierungskreise ein Vorschlag des BMF diskutiert, den Spitzenausgleich zu terminieren und somit die betroffenen 9.000 Unternehmen mit der Stromsteuer zu belasten.

Zum Vergleich mit den USA können die durchschnittlichen Stromgestehungskosten herangezogen werden, die in Abschnitt 4.2 im Detail besprochen werden. Die durchschnittlichen Gestehungskosten liegen in den USA um rund 1 ct/kWh niedriger als in Deutschland. Wenn zusätzlich die Subventionen im Rahmen des Inflation Reduction Act berücksichtigt werden, dann steigt die Differenz auf 2 bis 3 ct/kWh an. Bei der Interpretation dieser Ergebnisse sollte beachtet werden, dass in den USA die Stromversorgung dezentral durch die einzelnen Bundesstaaten geregelt ist und die Strompreise sowie die Vergünstigungen für die Industrie stark variieren.

4.2 Stromgestehungskosten

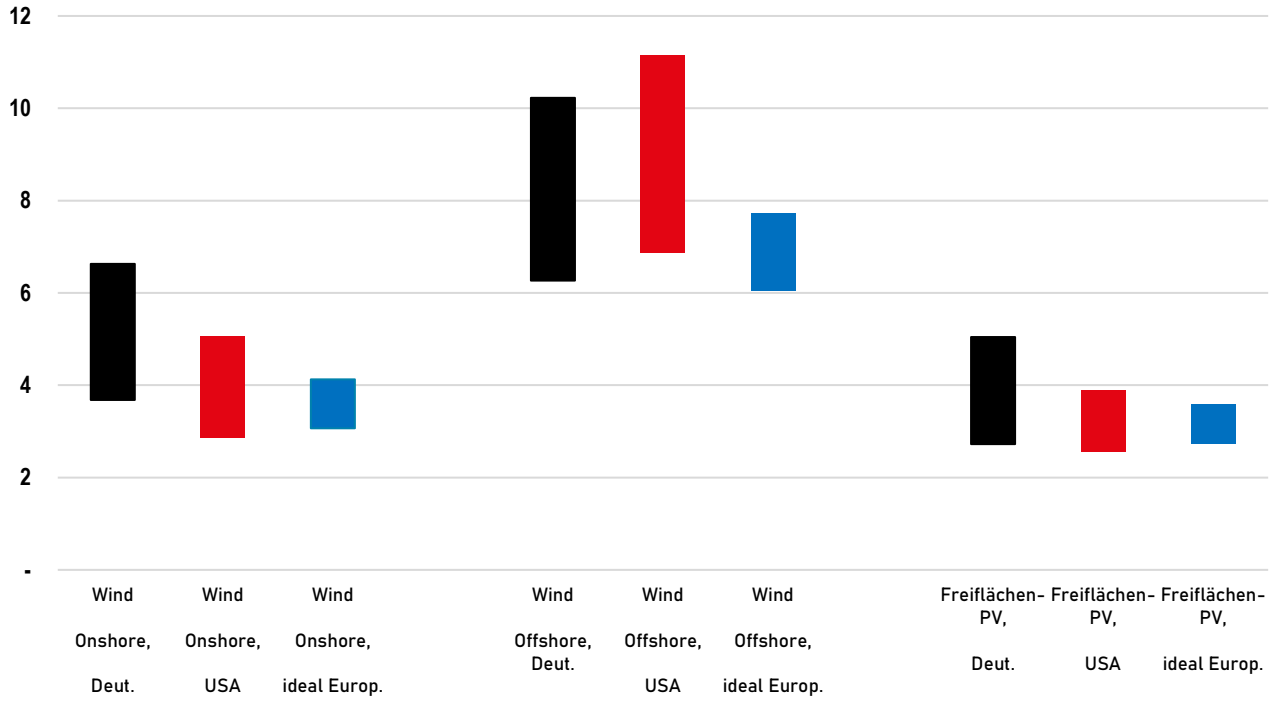
Das Konzept der Stromgestehungskosten ist ein international üblicher Ansatz zur Berechnung der Kosten der Stromproduktion für verschiedene Produktionsarten (Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen, Freiflächen-Photovoltaik). Die Stromgestehungskosten (Englisch: Levelized Cost of Electricity, LCEO) misst die gesamten Kosten der Produktion einer Stromeinheit, wobei die Kosten sich aus der Summe der Investitionskosten (CapEx) und Betriebskosten (OpEx) ergeben und zukünftige Kosten abgezinst werden. Diese Methode wird oft verwendete, um die Wirtschaftlichkeit verschiedener Erzeugungstechnologien zu bestimmen und zu vergleichen.

Die Stromgestehungskosten werden von drei Faktoren beeinflusst. Zum Ersten die Investitionskosten der Anlage zur Stromerzeugung (CapEx). Zum Zweiten die Betriebskosten (OpEx), die wiederum stark von der jährlich produzierten Strommenge der Anlage abhängen. Und Drittens von den Finanzierungsbedingungen, die über die Abzinsung der zukünftigen Betriebskosten die Stromgestehungskosten beeinflussen.

Bauermann (2023) berechnet die Stromgestehungskosten auf Basis der Methodik von Fraunhofer (2021) für drei Erzeugungstechnologien (Onshore-Windkraftanlagen, Offshore-Windkraftanlagen, Freiflächen-Photovoltaik) in Deutschland, den USA und idealen europäischen Standorten (Dänemark und Schweden für Onshore-Windkraft, Dänemark und Schweden für Offshore-Windkraft und Frankreich und Spanien für Freiflächen-Photovoltaik).

Die Kostenabschätzungen sind inflationsbereinigt zu interpretieren und es wird technologischer Fortschritt und die damit verbundenen Kostensenkungen über eine geschätzte Lernkurve berücksichtigt. Die Berechnungen beinhalten keine Steuern, Abgaben, Transportkosten (Netzentgelte) und Subventionen. Siehe Bauermann (2023) für weitere Details.

Abbildung 11: Stromgestehungskosten für drei Technologien in drei Regionen



Anmerkung: Stromgestehungskosten 2021 für drei Erzeugungstechnologien (Wind-Onshore, Wind-Offshore, PV-Freifläche) in drei Regionen (Deutschland, USA, ideal Europa) in ct/kWh
Quelle: Bauermann (2023)

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse der Berechnungen der Stromgestehungskosten für das Basisjahr 2021 in Bauermann (2023). In Deutschland lagen im Jahr 2021 die Stromgestehungskosten für Onshore-Windkraftanlagen zwischen 3,7 und 6,6 ct/kWh, für Offshore-Windkraft zwischen 6,3 und 10,2 ct/kWh und für Freiflächen-Photovoltaik zwischen 2,7 und 5,1 ct/kWh. Die Ergebnisse sind vergleichbar mit den Werten aus anderen Studien (z. B. Fraunhofer ISE, 2021).

Abbildung 11 unterstreicht, dass die Stromgestehungskosten für Onshore-Windkraftanlagen und Freiflächen-Photovoltaik in den USA niedriger sind als in Deutschland. Die Vorteile der USA liegen vor allem in den idealen Erzeugungsbedingungen. Diesen natürlichen Vorteilen stehen jedoch höhere Finanzierungskosten gegenüber, die sich aus den hohen Renditeerwartungen privater Investoren ableiten.

Insgesamt verbleibt ein Vorteil, der bei gleicher Gewichtung zu durchschnittlichen Gestehungskosten für erneuerbaren Strom in den USA zwischen 3,5 ct/kWh und 5,7 ct/kWh führt. Somit sind die durchschnittlichen Gestehungskosten in den USA niedriger als in Deutschland, wobei der Unterschied etwas weniger als 1 ct/kWh beträgt. Dies ist ein signifikanter Unterschied, aber sicherlich nicht so signifikant, dass daraus automatisch die häufig geäußerte These abgeleitet werden kann, dass die Produktion erneuerbaren Stroms in Deutschland zu kompetitiven Bedingungen nicht möglich ist.

Die Stromgestehungskosten werden jedoch erheblich durch die im Rahmen des Inflation Reduction Act vergebenen Subventionen gedrückt (Bauermann, 2023), sodass derzeit die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in den USA zwischen 3 ct/kWh und 5 ct/kWh liegen.[24]

Auf Basis der in Abbildung 11 dargestellten Werte können die durchschnittlichen Gestehungskosten erneuerbaren Stroms in Deutschland berechnet werden. Es ergeben sich durchschnittliche Gestehungskosten für das Basisjahr 2021 zwischen 3,8 ct/kWh und 6,8 ct/kWh, wenn die drei Erzeugungstechnologien mit ihrem relativen Anteil an der Stromproduktion in 2030 gewichtet werden. Dabei werden die Anteile im Einklang mit den aktuellen Ausbauzielen der Bundesregierung gesetzt, wie sie z. B. den Berechnungen von Energy Consulting (2023) im Auftrag des BMWK entnommen werden können.

In dem Basisszenario beläuft sich die Nettostromerzeugung aus Wind- und Solarenergie bis 2030 auf 540 TWh, wovon 252 TWh (47 Prozent) durch Onshore-Windkraftanlagen, 92 TWh (17 Prozent) durch Offshore-Windkraftanlagen und 195 TWh (36 Prozent) durch Photovoltaikanlagen erzeugt werden.[25] Die durchschnittlichen Gestehungskosten ändern sich kaum, wenn die Gewichtung gemäß der zusätzlichen Stromerzeugung der drei Technologien berechnet werden.

Die hohe Inflation 2022 und 2023 hat die Stromgestehungskosten in den letzten zwei Jahren erheblich ansteigen lassen. Dabei sind die Preise von Materialen zur Herstellung von Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen teilweise wesentlich stärker als das allgemeine Preisniveau gestiegen, sodass aktuell die geschätzten Investitionskosten sehr stark angestiegen sind. Ähnliches gilt für aktuelle Schätzungen der Betriebskos-

24 Dezernat Zukunft (2023) berechnet auf Basis eines Strommodells von frontier economics durchschnittliche Stromgestehungskosten von etwas unter 7 ct/kWh im Jahr 2023 (siehe Abb. 9-9 auf Seite 149), wobei ein erheblicher Anteil der Gesamtkosten die Kosten der „Stromveredlung“ (zeitliche Glättung) sind.

25 Die 540 TWh entsprechen 77 Prozent der im Basisszenario geplanten 700 TWh an Nettostromerzeugung im Jahr 2030 (Energy Consulting, 2023).

ten.[26] Dieser über das allgemeine Preisniveau hinausgehende Preisschub bei einigen Gütern ist jedoch sehr wahrscheinlich nur temporär und sollte daher nicht oder nur vermindert in die Berechnung künftiger Stromgestehungskosten einfließen.

Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Studie die allgemeine Inflationsrate verwendet, um aus den Stromgestehungskosten für 2021 (Abbildung 11) die Stromgestehungskosten für 2024 zu berechnen. Unter der Annahme einer kumulativen Inflationsrate von 13 Prozent für 2022 und 2023 ergeben sich damit durchschnittliche Stromgestehungskosten für 2024 zwischen 4,3 ct/kWh und 7,5 ct/kWh.

Zur Berechnung durchschnittlicher Stromgestehungskosten für das gesamte Energiesystem müssen auch die Kosten von Lastkraftwerken berücksichtigt werden, die zur Stabilisierung des Stromsystems notwendig sind. Die meisten Studien zur Energiewende in Deutschland gehen davon aus, dass in einem stabilen Stromsystem gasbasierte Kraftwerke auch zukünftig eine wichtige Rolle spielen werden (Ariadne, 2021).

Die Berücksichtigung der Kosten zusätzlicher Gaskraftwerke erhöht voraussichtlich die durchschnittlichen Stromgestehungskosten, die sich aus dem gewichteten Mittelwert der Gestehungskosten von vier Erzeugungstechnologien ergeben. Es ist jedoch eine offene Frage, wie hoch die zusätzliche Leistung dieser gasbasierten Kraftwerke sein soll und wie hoch die Volllaststunden dieser Kraftwerke sein werden. Eine Kostenkalkulation ist daher schwierig.

Die folgenden Überlegungen ergeben eine grobe Abschätzung des möglichen Einflusses gasbasierter Kraftwerke auf die durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Im Jahr 2021 betrugen die Stromgestehungskosten für Gas-und-Dampfkraftwerke zwischen 8 ct/kWh und 12 ct/kWh (Fraunhofer, 2021). Unter Berücksichtigung der Inflation in den Jahren 2022 und 2023 ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 9 ct/kWh und 13 ct/kWh. Wenn Gaskraftwerke rund 15 Prozent zur Stromerzeugung beitragen,[27] dann ergeben sich bei entsprechender Gewichtung durchschnittliche Stromgestehungskosten für die vier Erzeugungstechno-

26 Einzelne Studien haben erste Schätzungen für die Gestehungskosten mit Daten aus den Jahren 2022 und 2023 unter der Annahme durchgeführt, dass der dramatische Preisschub unvermindert in die Zukunft extrapoliert werden kann (u. a. Lazard 2023; Windguard 2022; ZSW 2022). Die Arbeiten finden deutliche gestiegene Stromgestehungskosten im Vergleich zu 2021, sowohl in den USA als auch in Deutschland.

27 Energy Consulting (2023) geht im Basisszenario von einer Nettostromerzeugung aus Gaskraftwerken von 93 TWh im Jahr 2030 aus. Dies entspricht 15 Prozent der gesamten Stromproduktion von 632 TWh aus den vier Erzeugungstechnologien Onshore-Windkraft, Offshore-Windkraft, Photovoltaik und Gas. Agora (2021) geht von einem langfristigen Stromangebot aus Gaskraftwerken von 60 TWh aus.

logien (Wind-Onshore, Wind-Offshore, PV und Gaskraftwerke) von 5 ct/kWh bis 8,3 ct/kWh.

Als Fazit kann festgehalten werden, dass die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für erneuerbaren Strom in Deutschland 2024 voraussichtlich zwischen 5 ct/kWh und 8 ct/kWh liegen werden. Dabei ist bereits die Notwendigkeit von Lastkraftwerken berücksichtigt. Diese Kosten sind die Stromerzeugungskosten und beinhalten sowohl die Investitionskosten (CapEx) als auch die Betriebskosten (OpEx). Sie berücksichtigen jedoch nicht die Kosten des Transports (Netzentgelte) oder Steuern und Abgaben.

4.3 Finanzbedarf

Die Abschätzung der fiskalischen Kosten einer Verlängerung und Modifizierung der Strompreisbremse ist mit hoher Unsicherheit behaftet, da diese Kosten stark von der zukünftigen Entwicklung der Strompreise abhängen. Zudem sind die Verhaltensreaktionen der betroffenen Unternehmen und privaten Haushalte höchst unsicher. erhöht nochmals die Unsicherheit der Schätzungen. Die folgenden Berechnungen sollten daher als grobe Abschätzungen interpretiert werden.

Für die Berechnung der fiskalischen Kosten in einem günstigen Szenario werden zwei Annahmen in Bezug auf die zukünftige Preisentwicklung getroffen. Erstens wird angenommen, dass der Großhandelspreis im Jahr 2024 durchschnittlich 10 ct/kWh beträgt. Dieser Wert entspricht in etwa dem Strommarktpreis für sofortige Lieferung („one day ahead“) der letzten Monate. Zweitens wird die Annahme getroffen, dass der jährliche Durchschnittspreis in den kommenden Jahren einem linearen Trend folgt und bis 2030 auf 5 ct/kWh fällt.

Mit den genannten Annahmen zur Strompreisentwicklung ergeben sich im Basisszenario fiskalische Kosten der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse von insgesamt rund 20 Milliarden Euro oder jährlich rund 3 Milliarden Euro in den sieben Jahren von 2024 bis 2030. Dabei sind die jährlichen Kosten im Zeitverlauf abnehmend. Rund 15 Milliarden Euro werden für die Unterstützung der energieintensiven Industrien verwendet, wobei für diese Unternehmen ein durchschnittlicher Förderpreis von 5 ct/kWh und eine jährliche Fördermenge von 100 TWh angenommen wird. Die restlichen 5 Milliarden Euro sind für die Unterstützung privater Haushalte, anderer Unternehmen, Krankenhäuser und von Härtefällen veranschlagt.

In einem alternativen, ungünstigen Szenario wird angenommen, dass der Großhandelspreis im Jahr 2024 durchschnittlich 13 ct/kWh und bis

2030 auf 8 ct/kWh fällt. In diesem Szenario mit ungünstiger Strompreisentwicklung betragen die gesamten fiskalischen Kosten rund 60 Milliarden Euro oder jährlich rund 8 Milliarden Euro in den sieben Jahren von 2024 bis 2030. Rund 35 Milliarden Euro werden für die Unterstützung der energieintensiven Industrien verwendet, wobei für diese Unternehmen ein durchschnittlicher Förderpreis von 5 ct/kWh und eine jährliche Fördermenge von 100 TWh angenommen wird. Die restlichen 25 Milliarden Euro sind für die Unterstützung privater Haushalte, anderer Unternehmen, Krankenhäuser und von Härtefällen veranschlagt.

Das BMWK schlägt einen sogenannten Brückenpreis von 6 ct/kWh für die energieintensiven Industrien vor und berechnet fiskalische Kosten von 25 bis 30 Milliarden Euro (BMWK, 2023). Dabei verwendet das BMWK die Strompreise an den Futures-Märkten, um die zukünftige Strompreisentwicklung und somit die zukünftigen Kosten der Maßnahme zu berechnen.

Diese Methode ist üblich, aber zur Berechnung der fiskalischen Kosten einer staatlich garantierten Preisbremse problematisch: Die Futures-Preise sind keine unverzerrte Prognose der zukünftigen Strompreise, wenn in einer Krise die Strombörsen überreagieren. Eine solche Überreaktion der Strombörsen ist jedoch wesentlicher Bestandteil eines ökonomisch stringenten Arguments, das für die Verlängerung einer Strompreisbremse bzw. die Einführung eines Brückenstrompreises spricht.

4.4 Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF)

Die Finanzierung der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse sollte aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF) erfolgen, der bereits zur Finanzierung der Gas- und Strompreisbremse verwendet wird. Der WSF ist ein Sondervermögen des Bundes, das im Rahmen der Coronakrise aufgelegt wurde (Finanzagentur, 2023). Im Jahr 2022 wurde der WSF mit zusätzlichen 200 Milliarden Euro zur Bekämpfung der Folgen der Energiekrise ausgestattet.

Derzeit stehen noch Finanzmittel bzw. Kreditmöglichkeiten von rund 140 Milliarden Euro im WSF zur Verfügung (BMF, 2023a, Stand 31. Juli 2023), denen ein zusätzlicher Finanzbedarf von 20 bis 60 Milliarden Euro für die Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse gegenübersteht (Abschnitt 4.3). Die im WSF noch zur Verfügung stehende Mittel übertreffen also bei weitem den Finanzbedarf, der sich aus der Verlängerung einer modifizierten Strompreisbremse ergäbe.

Im Jahr 2022 wurden aus dem WSF rund 30 Milliarden hauptsächlich zur Rettung der Energieunternehmen Unternehmen Sefe und Uniper ver-

wendet (BMF, 2023b). Zur Finanzierung der Maßnahmen im Rahmen der Gas- und Strompreisbremse wurden bis 31. Juli 2023 nochmals 30 Milliarden Euro entnommen verwendet (BMF, 2023a). Daraus ergibt sich ein bisheriger Mittelabzug von 60 Milliarden Euro, sodass aktuell noch ein Kreditvolumen von 140 Milliarden Euro im WSF zur Verfügung steht. Die aktuelle Gas- und Strompreisbremse wird voraussichtlich in der zweiten Hälfte 2023 kaum Finanzmittel beanspruchen.

Doch selbst ein zusätzlicher Finanzbedarf von 20 Milliarden Euro im Jahr 2023 würde die Summe der verwendeten Mittel von aktuell 60 Milliarden Euro auf 80 Milliarden Euro ansteigen lassen, sodass letztlich mindestens 120 Milliarden Euro zur Finanzierung weiterer Maßnahmen zur Abfederung der Krisenfolgen bereitstehen.[28] Schließlich sei angemerkt, dass der Mittelabzug aus dem WSF von bisher 30 Milliarden Euro im Jahr 2023 nicht unbedingt den Auszahlungen für die Gas- und Strompreisbremse entspricht. Beispielsweise beträgt der aktuelle Auszahlungsstand (Stand 31. Mai 2023) in der Gesamtsumme ohne die Soforthilfe für den Monat Dezember nur rund 18 Mrd. Euro (Bundesregierung, 2023).

4.5 Funktionierender Strommarkt

In einem funktionierenden Strommarkt entspricht der durchschnittliche Strompreis in der langen Frist in etwa den durchschnittlichen Stromgestehungskosten. Sollte der Strompreis dauerhaft über den durchschnittlichen Gestehungskosten liegen, dann ist dies ein Anzeichen für einen nichtkompetitive Strommarkt und nichtproduktive Überschussgewinne. Unternehmen und private Haushalte könnten also weniger für Strom bezahlen, ohne dass die Investitionen in die erneuerbaren Energien nennenswert zurückgehen würden. Eine solche Situation ist nicht gesamtwirtschaftlich effizient.

Drei Bedingungen müssen erfüllt sein, damit ein Strommarkt einem funktionierenden Strommarkt gleicht:

- Kriseneffekte müssen abgeklungen sein.
- Ausbauziele für erneuerbare Energie – inklusive Übertragungsnetze (Energietransport) – müssen erreicht werden.
- Design und Regulierung des Strommarkts müssen die Effizienz der Investitionen und Stromproduktion sicherstellen.

28 Im Bundeshaushaltsplan 2023 wurden zur Finanzierung der Gas- und Strompreisbremse ursprünglich 120 Milliarden Euro angesetzt (Bundesbank, 2023).

Die erste Bedingung für einen funktionierenden Strommarkt ist die Abwesenheit von Kriseneffekten. Diese Bedingung ist aktuell nicht erfüllt, denn die Strompreise liegen derzeit krisenbedingt über ihrem langfristigen Niveau. Zudem ist der Anpassungsprozess zum neuen langfristigen Gleichgewichtspreis voraussichtlich zäh, weil die Stromerzeugung und der Strommarkt sich in einer Phase der strukturellen Transformation befinden. Die Energiekrise 2022 hat diesen Transformationsprozess dramatisch beschleunigt, aber auch die damit verbundenen Marktturbulenzen verstärkt.

Ein funktionierender Strommarkt setzt ein hinreichendes Angebot an Strom in der langen Frist voraus. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien ist daher eine weitere Bedingung für einen funktionierenden Strommarkt in einer (fast) klimaneutralen Zukunft.

Im Einklang mit verschiedenen Studien (Agora, 2021; Ariadne, 2021) plant die Bundesregierung, die Stromerzeugung auf Basis von Wind- und Solarenergie bis 2030 von rund 180 TWh im Jahr 2022 (Fraunhofer, 2022) auf 540 TWh im Jahr 2030 auszubauen (Energy Consulting, 2023). Dies entspricht einer Verdreifachung der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergien. Offensichtlich braucht es einen dramatischen Anstieg der Investitionen in erneuerbare Energien, um eine solche Verdreifachung der Erzeugungskapazitäten zu erreichen.

Eine angemessene Regulierung ist eine weitere Voraussetzung für einen funktionierenden Strommarkt. Design und Regulierung des Strommarktes sind eine originäre staatliche Aufgabe und es sollten dabei zwei Ziele sollten verfolgt werden. Zum Ersten sollte der Strommarkt flexibel genug sein, um kurzfristige Schwankungen in Angebot und Nachfrage auszugleichen. Zum Zweiten müssen hinreichende Anreize für Investitionen in erneuerbaren Strom bestehen, ohne dass Übergewinne und die damit verbundenen Strompreissteigerungen geschaffen werden.

Das aktuelle Merit-Order System erreicht das erste Ziel, aber nicht das zweite. Dies ist nicht überraschend, denn die Preisbestimmung im Merit-Order System ist im Wesentlichen unabhängig von den Investitionskosten.[29] Es ist deshalb zu begrüßen, dass die Europäische Kommission mit ihren Vorschlägen (European Commission, 2023d) einen Reformprozess angestoßen hat.

Diese Überlegungen verdeutlichen, dass ein funktionierender Strommarkt in Deutschland und Europa nur unter zwei Bedingungen erreicht werden kann. Erstens ein massiver Ausbau erneuerbaren Energien, der eine erhebliche Steigerung der Investitionen in Wind- und Photovoltaikanlagen erfordert. Zweitens eine Reform des europäischen Strommarkts mit

29 Darüber hinaus ist anzumerken, dass die Existenz einer Nachfragefunktion nichts über die Effizienz des resultierenden Marktgleichgewichts aussagt.

einem verbesserten Strommarktdesign, das die Gefahr von exzessiver Preisvolatilität und Übergewinnen in der langen Frist eliminiert.

Die vorliegende Studie bietet keine umfassende Analyse eines Maßnahmenpakets zum Erreichen dieser Ziele, sondern legt den Fokus stattdessen in Abschnitt 4.6 auf ein bestimmtes Instrument: Differenzverträge („contracts for difference“) zur staatlichen Versicherung von langfristigen Preisrisiken.

4.6 Zweiseitige Differenzverträge

Private Investitionen in große Windkraftanlagen (Onshore und Offshore) sind mit erheblichen Kosten und unsicheren Renditen verbunden. Die langfristige Entwicklung der Strompreise stellt ein wichtiges Investitionsrisiko dar. Die faire Versicherung gegen solche langfristigen Preisrisiken führt zu einer Steigerung der Energieinvestitionen bei gegebenen Preisen bzw. zu niedrigeren Preisen für ein gegebenes Investitionsvolumen – die langfristige Energieangebotsfunktion verschiebt sich nach rechts.[30]

Darüber hinaus gewährleistet eine solche Versicherung, dass sich der Strompreis im Großhandel in der langen Frist den Stromgestehungskosten annähert. Eine Versicherung gegen langfristige Preisrisiken ist also ein Instrument, um Investitionen in erneuerbare Energien zu stimulieren und gleichzeitig die Funktionsfähigkeit des Strommarkts sicherzustellen.

Die staatliche Absicherung langfristiger Preisrisiken ist ökonomisch sinnvoll, wenn private Termin-Märkte keine faire Versicherung solcher Risiken anbieten. Dieses Marktversagen tritt besonders häufig in Krisensituation oder Situationen des strukturellen Umbruchs auf. Die staatliche Versicherung langfristiger Preisrisiken kann über einen zweiseitigen Differenzkontrakt (CfD) umgesetzt werden, der den Produzenten von erneuerbarem Strom im Rahmen der Umsetzung von größeren Investitionsprojekten angeboten wird.[31]

---

30 Die ökonomische Logik ist einfach. Die Versicherung des langfristigen Preisrisikos führt dazu, dass die mit den Investitionen verbunden Gewinne mit einem niedrigeren Risikoaufschlag abgezinst werden und sich daher der Strompreis reduziert, der zur Rentabilität eines Investitionsprojekts notwendig ist. Siehe auch Kröger, Neuhoff und Richtstein (2022).

31 Siehe Newbery (2023) und Neuhoff et al. (2023) für weitere Details zur Verwendung von CfDs zur Absicherung von Preisrisiken. Der Vorschlag in Neuhoff et al. (2023) beinhaltet zwei Elemente. Das erste Element ist die staatliche Versicherung für die Produzenten erneuerbaren Stroms, die direkt in die Auktionen integriert werden kann. Diese Komponente kann zügig und relativ problemlos umgesetzt werden. Das zweite Element ist die staatliche Versicherung der Stromkonsumenten (private Haushalte und Unternehmen), indem ein „Renewable Pool“ geschaffen wird. Diese zweite Komponente ist prinzipiell sinnvoll, aber die Umsetzung ist zeitaufwendig.

In Deutschland werden Windkraftanlagen hauptsächlich von (regulierten) Privatunternehmen betrieben, die in staatlichen Auktionen das Anrecht auf den Bau von Windkraftanlagen zur Stromproduktion erwerben. Derzeit umfassen die meisten staatlich organisierten Auktionen einen Vertrag, der einen Mindestpreis für die Stromproduzenten festlegt und sie somit für einen festen Zeitraum (z. B. 15 Jahre) gegen das einseitige Risiko eines Preisverfalls absichert.[32] Die Verwendung von zweiseitigen CfDs würde diese einseitige Versicherung durch eine zweiseitige Versicherung ersetzen.

Wie bei jeder Art von Versicherung besteht die Gefahr des moralischen Risikos (Englisch: moral hazard). Das heißt, dass die Bereitstellung einer Versicherungsleistung ungewollt Anreize für die versicherten Akteure schafft, durch ihr Verhalten das zu versichernde Risiko zu erhöhen. Im Fall der Differenzverträge im Rahmen des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist es jedoch unwahrscheinlich, dass die Betreiber der Windanlagen den Strompreis über längere Zeiträume wesentlich beeinflussen und damit das langfristige Preisrisiko ändern können.

Zudem wäre eine strategische Manipulation durch die Stromproduzenten illegal. Das langfristige Strompreisrisiko kann vom Staat durch entsprechende politische Entscheidungen beeinfluss werden. In diesem Fall besteht jedoch ein Anreiz, die Strompreise durch den zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien zu senken.

Die staatliche Absicherung von langfristigen Strompreisrisiken läuft immer Gefahr, dass die Versicherungsverträge nicht fair ausgestaltet sind und der Staat im Erwartungswert Geld verliert.[33] Das Risiko des Missbrauchs öffentlicher Gelder kann minimiert werden, wenn die staatlichen CfDs in die Auktionen für den Bau von Windkraftanlagen direkt integriert werden.

Im Gegensatz dazu ist es wesentlich schwieriger, die Verschwendung öffentlicher Gelder in Power Purchase Agreements (PPA) zu vermeiden.[34]

---

32 Diese untere Preisgrenze ist Teil der Auktion und kann auf null sinken, wie es bei der jüngsten Auktion für Offshore-Windenergie geschehen ist (Bundesnetzagentur, 2023). In diesem Fall gibt es keine Versicherung gegen zukünftiges Preisrisiken.

33 Die Klimaschutzverträge der Bundesregierung (BMWK, 2023b) sind offensichtlich keine fairen Versicherungsverträge und somit keine reinen CfDs, denn sie erfüllen nicht die Bedingung der ausgeglichenen Ein- und Auszahlungen im Erwartungswert. Diese Klimaschutzverträge sind eine Kombination aus einem CfD und direkten Subventionen, die nicht mit der Risikoreduktion zusammenhängen. Aus Gründen der Transparenz wäre es sinnvoll, diese beiden Komponenten zu trennen.

34 Zum Beispiel fordert die Deutsche Energie-Agentur die Bundesregierung auf, attraktive institutionelle Rahmenbedingungen für Power Purchase Agreements zu schaffen, aber die Hauptkomponenten solcher Rahmenbedingungen sind laut Dena (2020) spezielle Steuervorteile und Strompreissenkungen – also Standardformen von Subventionen.

Aus dieser Perspektive sind CfDs (transparente staatliche Versicherung als Bestandteil einer Auktion) fiskalisch effizienter als Power Purchase Agreements (intransparente staatliche Versicherung als Bestandteil von Vereinbarungen privater Unternehmen), und sollten daher die bevorzugte Methode zur Absicherung langfristiger Energiepreisrisiken sein.

Literatur

Abnett, Kate (2022): EU countries agree gas price cap to contain energy crisis,19.12.2022. www.reuters.com/business/energy/eu-countries-make-final-push-gas-price-cap-deal-this-year-2022-12-19/

AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2023): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2022. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/01/AGEB_Jahresbericht2022_20230413-02_dt-1.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Agora (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Studie von Prognos, Öko-Institut und Wuppertaler Institut im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/ (Abruf am 8.9.2023).

Ariadne (2021): Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Report commissioned by the Federal Ministry for Education and Research (BMBF). https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/ (Abruf am 8.9.2023).

Ball, Laurence M. (2014): Long-Term Damage from the Great Recession in OECD Countries. NBER Working Paper 20185. www.nber.org/system/files/working_papers/w20185/w20185.pdf (Abruf am 15.9.2023).

Bayer, Christian (2023): Energiepreisschocks und Entlastungsmaßnahmen. Vortrag zum Workshop „Ökonomie der Zeitenwende“ im Kanzleramt am 19.6.2023. www.bundesregierung.de/resource/blob/975228/2202958/5cc9a0f54a74fd08fd08888e5bd8eb8a/2023-07-17-oekonomie-der-zeitenwende-panel4-data.pdf?download= (Abruf am 8.9.2023).

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2023): Strompreisanalyse Juli 2023. www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/ (Abruf am 8.9.2023).

Benigno, Gianluca / Fornaro, Luca (2018): Stagnation Traps. In: The Review of Economic Studies 85 (3), S. 1425–1470.

Blanchard, Olivier / Cerutti, Eugenio / Summers, Lawrence (2015): Inflation and Activity – Two Explorations and their Monetary Policy Implications. IMF working paper WP/15/230. www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15230.pdf (Abruf am 15.9.2023).

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2023a): Kreditaufnahme des Bundes und seiner Sondervermögen. BMF-Monatsbericht Januar 2023. www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2023/01/monatsbericht-01-2023.html (Abruf am 8.9.2023).

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2023b): Kreditaufnahme des Bundes und seiner Sondervermögen. BMF-Monatsbericht Juli 2023. www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2023/07/monatsbericht-07-2023.html (Abruf am 8.9.2023).

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft (2020): Mut zur Lücke? Schlaglichter der Wirtschaftspolitik. Monatsbericht Juli 2020.

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023a): Wettbewerbsfähige Strompreise für die energieintensiven Unternehmen in Deutschland und Europa sicherstellen. Arbeitspapier des BMWK zum Industriestrompreis für das Treffen Bündnis Zukunft der Industrie. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Abruf am 8.9.2023).

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023b): Förderprogramm Klimaschutzverträge. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/klimaschutzvertraege.html (Abruf am 8.9.2023).

Borowski, Max (2022): Warum die Gaspreisbremse zur Deindustrialisierung führen könnte. In: Capital, 19.11.2022. www.capital.de/wirtschaft-politik/warum-die-gaspreisbremse-zur-deindustrialisierung-fuehren-koennte-32921990.html (Abruf am 8.9.2023).

Bundesbank (2021): Perspektiven der deutschen Wirtschaft für die Jahre 2022 bis 2024. Monatsbericht Dezember 2021. www.bundesbank.de/resource/blob/815270/68435aa33d36ebabe113e7a1a8516da4/mL/2021-12-monatsbericht-data.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Bundesbank (2022a): Zu den möglichen gesamtwirtschaftlichen Folgen eines Ukrainekriegs: Simulationsrechnungen zu einem verschärften Risikoszenario. Monatsbericht April 2022. www.bundesbank.de/resource/blob/889450/ed7ac63c03e32b47d424fe66b887d445/mL/2022-04-monatsbericht-data.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Bundesbank (2022b): Mögliche Entwicklung der deutschen Wirtschaft in einem adversen Risikoszenario. Monatsbericht Juni 2022. www.bundesbank.de/resource/blob/892740/364eb939f0d6be13409b04e554c21344/mL/2022-06-monatsbericht-data.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Bundesbank (2023): Zur zunehmenden Bedeutung der Extrahaushalte des Bundes. Monatsbericht Juni 2023. www.bundesbank.de/resource/blob/781626/1e6ecbebd718a7de690f94985fdf0835/mL/2023-06-monatsbericht-data.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Bundesnetzagentur (2021): Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2020. 2.1.2021. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210102_smard.html (Abruf am 8.9.2023).

Bundesnetzagentur (2023a): Erstmals dynamisches Gebotsverfahren bei Ausschreibung von Offshore-Windenergie. Pressemitteilung, 15.6.2023. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2023/20230615_Offshore.pdf;jsessionid=0AF5A75F01E906FF1B9B1AC50655A4A5?__blob=publicationFile&v=2 (Abruf am 8.9.2023).

Bundesnetzagentur (2023b): Zur Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments des Jahres 2023. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solar1/FestlegungSolar1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Abruf am 8.9.2023).

Bundesregierung (2023): Bericht der Bundesregierung zur Wirkung der Preisbremsen. 26.7.2023. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/20230816-bericht-wirkung-preisbremsen.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (Abruf am 8.9.2023).

Caballero, Ricardo / Hammour, Mohamad L. (1994): The cleansing effect of recessions. In: American Economic Review 84 (5), S. 1350–1368.

Cerra, Valerie / Saxena, Sweta Chaman (2008): Growth Dynamics: The Myth of Economic Recovery. In: American Economic Review 98 (1), S. 439–457.

Davis, Steven / von Wachter, Till (2011): Recessions and the Costs of Job Loss. Brookings Papers on Economic Activity. www.brookings.edu/wp-content/uploads/2011/09/2011b_bpea_davis.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Dena – Deutsche Energie-Agentur (2020): Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse. Dena-Marktmonitor 2030. www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/2020_02_24_dena_Marktmonitor_2030_Corporate_Green_PPAs.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Destatis (2023): Bruttoinlandsprodukt stagniert im 2. Quartal 2023. Pressemitteilung, 28.7.2023. www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/07/PD23_299_811.html (Abruf am 8.9.2023).

Dezernat Zukunft (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Gemeinschaftsstudie von frontier economics, Dezernat Zukunft und IW-Consult. www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/08/Baehr-et-al.-2023-Die-Zukunft-energieintensiver-Industrien-in-Deutschland-1.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Döpke, Jörg / Fritsche, Ulrich / Müller, Karsten (2019): Has Macroeconomic forecasting changed after the Great Recession? Panel-based evidence on forecast accuracy and forecaster behaviour from Germany. In: Journal of Macroeconomics 62, S. 103–135. https://doi.org/10.1016/j.jmacro.2019.103135 (Abruf am 8.9.2023).

Dullien, Sebastian / Hackenbroich, Jonathan (2022): European Industrial Policy: A Crucial Element of Strategic Autonomy. IMK Policy Brief 130. www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-008389/p_imk_pb_130_2022.pdf (Abruf am 15.9.2023).

Dullien, Sebastian / Herzog-Stein, Alexander / Hohlfeld, Peter / Rietzler, Katja / Stephan, Sabine / Tober, Silke / Theobald, Thomas / Watzka, Sebastian (2022): Energiepreisschocks treiben Deutschland in die Rezession: Prognose der wirtschaftlichen Entwicklung 2022/2023. IMK Report 177. www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-008421/p_imk_report_177_2022.pdf (Abruf am 15.9.2023).

Dullien, Sebastian; Herzog-Stein, Alexander; Hohlfeld, Peter; Rietzler, Katja; Stephan, Sabine; Tober, Silke; Theobald, Thomas; Watzka, Sebastian: Deutsche Wirtschaft erholt sich nur allmählich von der Winterrezession (2023): Deutsche Wirtschaft erholt sich nur allmählich von der Winterrezession. Prognose-Update: Die konjunkturelle Lage in Deutschland zur Jahresmitte 2023. IMK Report 182. www.boeckler.de/fpdf/HBS-008640/p_imk_report_182_2023.pdf (Abruf am 15.9.2023).

Dullien, Sebastian; Tober, Silke (2023): Inflationsmonitor: Deutliche Inflationsunterschiede zwischen Arm und Reich im Jahr 2022. IMK Policy Brief 144. www.imk-boeckler.de/fpdf/HBS-008517/p_imk_pb_144_2023.pdf (Abruf am 15.9.2023).

Economist (2023): The world is in the grip of a manufacturing delusion. 13.6.2022. www.economist.com/finance-and-economics/2023/07/13/the-world-is-in-the-grip-of-a-manufacturing-delusion (Abruf am 8.9.2023).

Energy Consulting (2023): Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analysen-zur-versorgungssicherheit-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Abruf am 8.9.2023).

European Commission (2023a): Critical Raw Materials: ensuring secure and sustainable supply chains for EU's green and digital future. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1661 (Abruf am 8.9.2023).

European Commission (2023b): Communication from the Commission Temporary Crisis Framework for State Aid measures to support the economy following the aggression against Ukraine by Russia. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.CI.2022.131.01.0001.01.ENG (Abruf am 8.9.2023).

European Commission (2023c): The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality. https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en (Abruf am 8.9.2023).

European Commission (2023d): Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/%20en/ip_23_1591 (Abruf am 8.9.2023).

European Union (2022): Angemessene Mindestlöhne in der EU. www.consilium.europa.eu/de/policies/adequate-minimum-wages/ (Abruf am 8.9.2023).

Fatas, Antonio / Summers, Lawrence (2018): The Permanent Effects of Fiscal Consolidations. In: Journal of International Economics 112, S. 238–250.

Fazzari, Steven / Gonzalez, Alejandro (2023): How large are hysteresis effects? Estimates from a Keynesian growth model. FFM working paper 89. www.fmm-macro.net/faust-detail.htm?sync_id=HBS-008583 (Abruf am 15.9.2023)

Finanzagentur GmbH (2023): Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF). www.deutsche-finanzagentur.de/wsf/wirtschaftsstabilisierungsfonds (Abruf am 8.9.2023).

Fraunhofer ISE – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2021): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Fraunhofer – Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2023): Nettostromerzeugung in Deutschland 2022: Wind und Photovoltaik haben deutlich zugelegt. Pressemitteilung, 3.1.2023. www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2023/nettostromerzeugung-in-deutschland-2022-wind-und-photovoltaik-haben-deutlich-zugelegt.html (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2008): Deutschland am Rande einer Rezession. Gemeinschaftsdiagnose Herbst 2008. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2018/10/GD_2008-2.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2019): Industrie in der Rezession – Wachstumskräfte schwinden. Gemeinschaftsdiagnose 2-2019. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2019/10/GD_H19_Langfassung_online.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2021): Krise wird allmählich überwunden – Handeln an geringerem Wachstum ausrichten. Gemeinschaftsdiagnose 2-2021. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2021/10/GDH2021_Druckfahne_2_Gesamtdokument.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2022a): Von der Pandemie zur Energiekrise – Wirtschaft und Politik im Dauerstress. Gemeinschaftsdiagnose 1-2022. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/04/GD_F22_Langfassung_online.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2022b): Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022: Ein alternatives Szenario: EU ohne Energierohstoffe aus Russland – Methodenbeschreibung. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/04/GD22F_Hintergrund-Alternativszenario_final.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2022c): Zur Gefahr einer Gaslücke in Deutschland bei einem Wegfall russischer Lieferungen – Sonderauswertung Juni 2022. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/07/gemeinschaftsdiagnose_sonderauswertung-gasluecke-juni-2022.pdf (Abruf am 8.9.2023).

GD – Gemeinschaftsdiagnose (2023): Inflation im Kern hoch – Angebotskräfte jetzt stärken. Gemeinschaftsdiagnose 1-2023. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2023/04/GD_1_2023.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Gechert, Sebastian / Horn, Gustav / Paetz, Christoph (2019): Long-Term Effects of Fiscal Stimulus and Austerity in Europe. In: Oxford Bulletin of Economics and Statistics 81, S. 647–666.

Greive, Martin / Hildebrand, Jan / Olk, Julian (2023): Wie viel Wohlstand die Krise Deutschland kostet. In: Handelsblatt, 6.1.2023. www.handelsblatt.com/politik/deutschland/ukraine-krieg-wie-viel-wohlstand-die-krise-deutschland-kostet/28905960.html (Abruf 15.9.2023).

Juhász, Réka / Lane, Nathan / Rodrik, Dani (2023): The new economics of industrial policy. https://drodrik.scholar.harvard.edu/sites/scholar.harvard.edu/files/dani-rodrik/files/the_new_economics_of_ip_080123.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Kempchen, Loris (2019): Memo zum regulierten Zugang zur historischen Kernenergie (ARENH) in Frankreich. https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/memo-zum-regulierten-zugang-zur-historischen-kernenergie-arenh-in-frankreich.html (Abruf am 8.9.2023).

Kooths, Stefan (2023): Energiekrise nimmt deutscher Wirtschaft den Aufholschwung. Kiel Institute Statements, 13.1.2023. www.ifw-kiel.de/de/publikationen/medieninformationen/2023/energiekrise-nimmt-deutscher-wirtschaft-den-aufholschwung/ (Abruf am 8.9.2023).

Krebs, Tom (2022a): Anmerkungen zur Ausgestaltung der Gaspreisbremse für industrielle Verbraucher. www.vwl.uni-mannheim.de/media/Lehrstuehle/vwl/Krebs/gaspreisbremse_studie_final-2.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Krebs, Tom (2022b): Auswirkungen eines Erdgasembargos auf die gesamtwirtschaftliche Produktion in Deutschland. IMK Study 79. www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-008318 (Abruf am 8.9.2023).

Krebs, Tom (2023): Industriepolitische Zeitenwende. Ein europäischer Inflation Reduction Act. FES diskurs. https://library.fes.de/pdf-files/a-p-b/20129.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Kröger, Mats / Neuhoff, Karsten / Richstein, Jörn C. (2022): Contracts for difference support the expansion of renewable energy sources while reducing electricity price risks. In: DIW Weekly Report 35/36, S. 205–213. www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.852061.de/dwr-22-35-1.pdf

Kühnlenz, André (2023): Wie Deutschland unter Russlands Krieg leidet. In: Finanz und Wirtschaft, 23.5.2023. www.fuw.ch/wie-deutschland-unter-russlands-krieg-leidet-167080240523 (Abruf 15.9.2023).

Lazard (2022): Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis–Version 15.0. www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung (2023): IWH Forecasting Dashboard. https://halle-institute-for-economic-research.shinyapps.io/economic-forecast/#page-multiple-institutes (Abruf am 8.9.2023).

Moll, Benjamin / Schularick, Moritz / Zachmann, Georg (2023): Not Even a Recession: The Great German Gas Debate in Retrospect. ECONtribute Policy Brief No. 048. www.econtribute.de/RePEc/ajk/ajkpbs/ECONtribute_PB_048_2023_EN.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Müller, Karsten (2021): German forecasters' narratives: How informative are German business cycle forecast reports? In: Empirical Economics 62, S. 2373–2415. https://doi.org/10.1007/s00181-021-02100-9 (Abruf am 8.9.2023).

Newbery, David (2023): Efficient Renewable Electricity Support: Designing an Incentive-compatible Support Scheme. In: The Energy Journal 44 (3), S. 1–22. https://www.iaee.org/en/publications/init2.aspx?id=0.

Neuhoff, Karsten / Ballesteros, Fernanda / Kröger, Mats / Richstein, Jörn C. (2023): Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a Renewable Energy Pool. DIW Discussion Paper 2035. www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.868545.de/dp2035.pdf (Abruf am 8.9.2023).

Otte, Romanus / Filges, Tristan (2023): So schaffte es Deutschland wirklich, schnell unabhängig von Russlands Gas zu werden – und das ist der Preis dafür. In: Business Insider, 7.3.2023. www.businessinsider.de/politik/so-wurde-deutschland-schnell-unabhaengig-von-russlands-gas/

Sandbu, Martin (2023): Doom-mongers are wrong to underestimate the European economy. In: Financial Times, 21.5.2023. www.ft.com/content/5ed77bad-82bd-4896-b914-e2ef73ca3a88 (Abruf 15.9.2023).

Schmieder, Johannes F. / von Wachter, Till / Heining, Jörg (2023): The Costs of Job Displacement over the Business Cycle and Its Sources: Evidence from Germany. In: American Economic Review 113 (5), S. 1208–1254.

Schularick, Moritz (2023): Anpassungsverhalten bei Haushalten und Unternehmen. Vortrag zum Workshop „Ökonomie der Zeitenwende“ im Kanzleramt am 19.6.2023. www.bundesregierung.de/resource/blob/975228/2202956/0b0e09f437d0a62f08fa42e90dae0c6f/2023-07-17-oekonomie-der-zeitenwende-panel3-data.pdf?download=1 (Abruf am 8.9.2023).

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2023): Beihilferechtliche Zulässigkeit eines Brückenstrompreises für die Industrie. Kurzbewertung. www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/StAuU_KB-Zulaessigkeit_Brueckenstrompreis_Industrie_20230617.pdf (Abruf am 8.9.2023).

StromPBG (2023): Gesetz zur Einführung einer Strompreisbremse. www.gesetze-im-internet.de/strompbg/BJNR251210022.html (Abruf am 8.9.2023).

Tabarrok, Alex (2023): Substitutes Are Everywhere: The Great German Gas Debate in Retrospect. Marginal Revolution, 12.5.2023. https://marginalrevolution.com/marginalrevolution/2023/05/substitutes-are-everywhere-the-great-german-gas-debate-in-retrospect.html (Abruf am 8.9.2023).

Windguard (2022): Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land. www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.html (Abruf am 8.9.2023).

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2023) Ein Industriestromtarif für Deutschland? Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium der Finanzen. www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Ministerium/Wissenschaftlicher-Beirat/Gutachten/industriestromtarif-fuer-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Abruf am 8.9.2023).

ZSW – Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg (2022): Aktuelle Kostensituation von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/aktuelle-kostensituation-von-photovoltaikanlagen-des-ersten-segments.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Abruf am 8.9.2023).

ISSN 2509-2359