



Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit – Umsetzungspfade

Positionspapier aus dem Westfälischen Energieinstitut zur Energie- und Klimawende

Heinz-J. Bontrup, Michael Brodmann, Christian Fieberg, Markus Löffler, Ralf-M. Marquardt, Andreas Schneider und Andreas Wichtmann



Unser Positionspapier vom August 2022 hatte sich in einem ersten Zugang bereits mit der Energie- und Klimapolitik kritisch auseinandergesetzt. Im Befund hatten wir unter anderem herausgearbeitet:

- Bis zum Abschluss des Transformationsprozesses Mitte der 2040er Jahre drohen temporäre Energieversorgungsengpässe. Dringend erforderlich ist daher neben dem beschleunigten Ausbau der EE der rasche Aufbau umfangreicher Backup-Kapazitäten in Form von Erdgas- bzw. H₂-ready-Erdgas-Kraftwerken. Dazu bedarf es dringend einer staatlich organisierten Ergänzung der marktwirtschaftlichen Zubau-Anreize.
- Zudem ist eine deutliche Beschleunigung im Aufbauprozess der gesamten Infrastruktur von der Endenergie-Erzeugung, der Verteilung und der Speicherung - und zwar auch im administrativen Bereich - dringend erforderlich.
- Selbst bei Einhalten der optimistischen EE-Ausbauziele wird es im Endstadium nicht zu einer Energieautarkie kommen. Es wird in großem Umfang Energie vor allem in Form von Wasserstoff importiert werden müssen.
- Zur Bewältigung des Transformationsprozesses werden massive gesamtwirtschaftliche Investitionen benötigt. Diese machen angesichts der Globalität des Klimawandelproblems aber nur Sinn, wenn auch die anderen Länder ähnlich ambitioniert bei der Energiewende mitwirken.
- Deutschland wäre als reiche Nation in der Lage, die im Zuge des Transformationsprozesses zu stemmenden Lasten zu finanzieren. Probleme resultieren allerdings aus der Tatsache, dass hierzulande auch in vielen anderen Bereichen aufgrund von Versäumnissen in der Vergangenheit ein Investitionsstau besteht.
- Die Investitionen müssen auch mit Hilfe des Staates über Fördermaßnahmen oder Auflagen und eine verstärkte CO₂-Bepreisung angestoßen oder sogar selbst durchgeführt werden. Zum Vermeiden sozio-ökonomischer Verwerfungen und damit zur Stabilisierung der Gesellschaftsordnung muss der Staat einerseits die erforderlichen Mittel über erhöhte Steuern oder Schulden mobilisieren. Das bedingt die Abschaffung der Schuldenbremse. Mit Blick auf die jetzt vom Bundesverfassungsgericht beanstandete Umgehung

der Schuldenbremse durch Sondervermögen hatten wir damals übrigens schon angemahnt: „Abgesehen davon, dass diese Maßnahme nach Einschätzung des Bundesrechnungshofes verfassungsrechtlich bedenklich ist, wäre es ehrlicher, von vornherein und offensiv durch Abschaffen der Schuldenbremse eine erhöhte Staatsverschuldung für die Energiewende zuzulassen.“ Andererseits muss der Staat über das Transfersystem die wirtschaftlich schwachen Haushalte und Unternehmen vor einer Überbelastung schützen.

Das WEI hat beim Erscheinen des ersten Positionspapiers bereits Aktualisierungen angekündigt. Dabei ergeben sich in der Sache keine inhaltlichen Änderungen an unseren zuvor präsentierten Eckpunkten. Dennoch gibt es an verschiedenen Stellen aufgrund der sich dynamisch wandelnden Rahmenbedingungen (z.B. Bundesverfassungsgerichtsurteil zur Schuldenbremse) einen Aktualisierungs- bzw. Nachbesserungsbedarf. Zudem haben wir in das Papier neue technische Erkenntnisse eingearbeitet und uns mit den Auswirkungen der zwischenzeitlich veränderten rechtlichen Rahmenbedingungen beschäftigt.

In dem vorgelegten Papier werden die Begriffe „Energie-“, „Klima-“ und „Transformationspolitik“ oftmals aus semantischen Gründen synonym verwendet. Im Detail gibt es – bei großer Schnittmenge – jedoch Unterschiede: Der Begriff „Energiepolitik“ fokussiert auf eine Neuausrichtung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs. Häufig wird er sogar reduziert auf den Bereich der Elektrizität und blendet Wärme, Kälte und Mobilität aus.

Die „Transformationspolitik“ zielt auf den für den Klimaschutz und die Nachhaltigkeit erforderlichen strukturellen Wandel in der Wirtschaft ab. Dazu zählen nicht nur Fragen der Energiewende, sondern auch, wie die Unternehmen diese bewerkstelligen können. Überdies geht es um erforderliche Verhaltensänderungen im Konsum, aber auch um Kreislaufwirtschaft.

Die „Klimapolitik“ widmet sich zentral der Frage, wie der Klimawandel abgebremst werden kann. Dazu zählen Maßnahmen der Energie- und der Transformationspolitik. Darüber hinaus zählen zu diesem Politikbereich aber auch Schutzmaßnahmen gegen die Folgen der Klimaänderung. Uns ist Genderproblematik bewusst. Einzig aus Gründen der Lesbarkeit schließen wir dennoch bei allen in diesem Papier verwendeten männlichen Sprachformen Frauen und Diverse mit ein.

¹ Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik (2019, S. 61f.).

² Vgl. dazu ausführlich Bontrup/Marquardt (2015).

Präambel	2
Abkürzungsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	7
1	Zusammenfassung 8
2	Aktueller Rahmen der Energie- und Klimapolitik 16
2.1	Verfassungsrechtliche Vorgaben 16
2.2.	Politische Vorgaben 19
2.2.1	UN-Vorgaben 19
2.2.2	EU-Vorgaben 20
2.2.3	Nationale Vorgaben 22
2.2.3.1	Oberziel THG-Reduktion 22
2.2.3.2	Unterziel EE-Ausbau 25
2.2.3.3	Klimaschutzprogramm 2023 29
2.2.3.4	THG-Wirkung der Politikmaßnahmen 33
3	Positionen zu Grundsatzfragen der Transformation 35
3.1	Rolle der CO ₂ -Bepreisung im Transformationsprozess 35
3.2	Industriestrompreise 37
3.3	Differenzverträge und „Grüne Leitmärkte“ 43
3.4	Energieeffizienzgesetz 46
3.5.	Grundsatzproblematik der gesamtwirtsch. Transformationsbelastung und -finanzierung 48
4	Systemische sozio-ökonomische Probleme der Energiewende und Lösungsansätze 57
4.1	Natur mit „Preisschild“ 58
4.2	Widersprüchliche Systemprobleme bei der Energiewende 59
4.3	Hohe Strompreise mit diskriminierendem Charakter 61
4.4	Politikversagen 62
4.5	Umverteilungserfordernisse der Energiewende 64
4.5.1	Marktbezogene Primärverteilung und Energiewende 64
4.5.2	Profitrate und Investitionen 67
4.5.3	Öffentliche Investitionen und Staatsverschuldung 74
4.5.4	Staatliche Besteuerung und Sekundärverteilung 76
5	Energieversorgung der Zukunft 79
5.1	Eingangsbetrachtung 79
5.2	Szenarien der Bundesnetzagentur (2022) 80
5.2.1	EE-Nennleistung 80
5.2.2	Stromerzeugung und -verbrauch 81
5.2.3	Zeitpfad 82
5.2.4	Progressivität des EE-Ausbaus und künftige Systemausnutzung 84
5.2.5	Versorgungssicherheit 86
5.2.5.1	Leistungs- und Lastverläufe 87
5.2.5.2	Residualleistung 88
5.2.5.3	Speicherbedarf 89
5.2.5.4	Bedarf an H ₂ -/Gas-Kraftwerken 92
5.3	Gesamtüberblick der künftigen Energieflüsse 94
5.4	Grauzonen der Energiewende aus technischer Sicht 96

6	Anhänge	99
6.1	Energieeffizienzgesetz	99
6.2	Kapitalrentabilität	100
6.3	Differenzierte Verteilungsergebnisse	104
6.4	Wertschöpfungs-basierte Rechnung	105
6.5	Verteilung richtig rechnen	107
7	Literatur	110

Abkürzungsverzeichnis

AZF	Arbeits-Zeit-Finanzierungs-Plan
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEHG	Bundesemissionshandelsgesetz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMU	Bundesumweltministerium
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMVD	Bundesministerium für Verkehr und Digitales
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BNA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energiengesetz
EF	Energieeffizienz
EKF	Energie- und Klimafonds
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU ETS	EU Emission Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EV	Energieverbrauch
EZB	Europäische Zentralbank
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GG	Grundgesetz
KVStBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KSG	(Bundes-)Klimaschutzgesetz
KTF	Klima- und Transformationsfonds
PV	Photovoltaik
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)
THG	Treibhausgase
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UN	United Nations
UNEP	United Nations Environment Programme
WEI	Westfälisches Energieinstitut
WTO	World Trade Organization

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	THG-Emissionen in Deutschland: Istwerte und Zielprojektion	23
Abb. 2.2:	Expansion EE-Kapazitäten: Istwerte und Zielprojektion	27
Abb. 2.3:	Expansion EE-Kapazitäten: Istwerte und Zielprojektion	28
Abb. 3.1:	Industriestrompreise (2021) im europäischen Vergleich	38
Abb. 4.1:	Funktionale Einkommensverteilung in Deutschland. (*) auf Basis der Lohnquote III von 1999, (**) auf Basis der amtlichen Lohnquote von 1993	65
Abb. 4.2:	Investitionen des Staates in Deutschland	69
Abb. 4.3:	Profitrate in Deutschland	70
Abb. 4.4:	Komponenten der Profitrate in Deutschland	70
Abb. 4.5:	Rentabilitäten nicht-finanzieller und dienstleistender Unternehmenssektor in Deutschland	71
Abb. 4.6:	Nettoinvestitionen in Sachanlagen in Deutschland	72
Abb. 4.7:	Gläubiger-Schuldner-Positionen in Deutschland	74
Abb. 5.1:	Wesentliche Komponenten eines EE-Energieversorgungssystems	79
Abb. 5.2:	Szenarien A/B/C der Bundesnetzagentur (2022) zur Entwicklung der installierten EE-Nennleistungen bis zum Jahr 2045	81
Abb. 5.3:	Stromerzeugung und Stromverbrauch gemäß den drei genehmigten Szenarien der Bundesnetzagentur (2022). Quelle: Eigene Darstellung.	82
Abb. 5.4:	Zeitpfad des EE-Gesamtausbaus und Angaben zur Primärenergie. Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.	83
Abb. 5.5:	Zur Entwicklung der Energiewende. Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.	85
Abb. 5.6:	Fiktive Leistungsverläufe, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden wäre. Quelle: Eigene Darstellung.	87
Abb. 5.7:	Residualleistung, berechnet aus den fiktiven Leistungsverläufe, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden. Quelle: Eigene Darstellung.	88
Abb. 5.8:	Residualenergie, berechnet aus der obigen, fiktiven Residualleistung, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden. Quelle: Eigene Darstellung	90
Abb. 5.9:	Verlauf des Speicherinhalts. Siehe Erläuterungen im Text. Quelle: Eigene Darstellung.	90
Abb. 5.10:	Zusammenhang zwischen erforderlicher Gas-/H ₂ -Kraftwerksleistungen und aus anderen Quellen (Batterien, Pumpspeicher, Import) stammenden Energiezufuhren. Quelle: Eigene Darstellung.	93
Abb. 5.11:	Resultierendes Energiefluss-Schema mit wesentlichen Werten. Quelle: Eigene Darstellung.	95

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1:	CO ₂ -und THG-Emissionen der zehn größten Emittenten	17
Tab. 2.2:	Angestrebter (Mindest-)Expansionspfad ausgewählter Jahre	26
Tab. 2.3:	Sektorspezifische THG-Emissionen in Deutschland	29
Tab. 3.1:	Altersstruktur ins deutsche Netz einspeisender Gas- und Steinkohlekraftwerke	48
Tab. 3.2:	Gesamtwirtschaftliche Ersparnis und Nettoinvestition sowie Außenfinanzierung	50
Tab. 3.3:	Gesamtwirtschaftliche Finanzierungsrechnung	51
Tab. 4.1:	Beispielhafte Darstellung der Wertschöpfungskette mit relativen Werten	60
Tab. 4.2:	Lohnquoten und Mehrwertüberschuss – Umverteilungsspielraum	66
Tab. 4.3:	Brutto- und Nettoinvestitionen in Deutschland	68

1 Zusammenfassung

Aktueller Rahmen der Energie- und Klimapolitik

Das Bundesverfassungsgericht hat in seinem Urteil zum Klimaschutzgesetz der Klimaneutralität höchste Priorität eingeräumt; allerdings nur, wenn sich dadurch keine Einschränkungen von Grundrechten oder von vergleichbarer Schwere ergeben. Derartige Gefahren sehen wir jedoch im Konzept der Bundesregierung. Es ist nicht ausgereift, um Versorgungssicherheit und damit die Daseinsvorsorge zu garantieren. Auch sehen wir ohne eine Neuausrichtung in der Finanzierung der Transformationskosten die gesellschaftliche Stabilität massiv gefährdet. Angesichts dessen wird Deutschland nicht die erhoffte internationale Vorbildfunktion wahrnehmen können. Bei aller Einsicht in die Notwendigkeit gegen jedes Zehntelgrad mehr bei der Erderwärmung zu kämpfen, fordern wir, die sich hierzulande abzeichnenden Defizite (s.u.) bei der Reduktion der CO₂-Emissionen einzuordnen:

- in die hinterherhinkenden globalen Fortschritte, da Deutschland zwar eine hohe Verantwortung trägt, aber allein das Klima nicht retten kann,
- in eine Beurteilung der Gefahren für die Versorgungssicherheit
- und in eine Beurteilung der wirtschaftlichen Machbarkeit sowie der Gefahren für den sozialen Frieden.

Auf europäischer Ebene befürworten wir die Schärfung des EU-Emissionshandels (s.u.). Dennoch bedarf es zusätzlicher regulatorischer Vorgaben und Förderinitiativen des Staates. Auch die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsystems wird von uns grundsätzlich unterstützt. Das Auflegen des EU-Klimasozialfonds in Verbindung mit nationalen Stützungsmaßnahmen für finanzschwache Haushalte und Kleinunternehmen ist u.E. unabdingbar, erfordert aber eine ausreichende Dimensionierung.

Auf nationaler Ebene erkennen wir im Hochsetzen der CO₂-Vermeidungsziele erhebliche Versäumnisse früherer Regierungen. Schließlich wird hier für die nächsten acht Jahre eine Beschleunigung der Abbaudynamik um fast das Vierfache; für die nächsten 18 Jahre um fast das Fünffache als erforderlich angesehen. Dennoch darf der Veränderungsdruck nicht zur Kopflosigkeit und Überforderung führen. Der Rückhalt für das „Mammutprojekt Energiewende“ erfordert selbst in einem reichen Land wie Deutschland eine Balance zwischen dem klimapolitischen Forcieren, technisch Machbarem und ökonomischer Tragfähigkeit insbesondere für finanzschwache Haushalte und stark betroffene Branchen und Unternehmen. Dabei muss die Politik zugleich ehrlich kommunizieren, dass der Transformationsprozess weder zum Nullpreis zu haben sein noch gar zu einem zweiten „Wirtschaftswunder“ (s.u.) führen wird.

Darüber hinaus erkennen wir in den politischen Versäumnissen der Vergangenheit ein zentrales Problem der Politikkoordination. Insbesondere fehlt immer noch ein von uns dringend eingeforderter ganzheitlich ineinandergreifender und vom Finalziel her heruntergebrochener Masterplan für die Transformation. Der drastisch zu beschleunigende EE-Ausbau erweist sich hier nur als eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für ein Gelingen der Transformation. Trotz der Gesetzesänderungen haben wir aber selbst daran große Zweifel, dass innerhalb der kurzen Zeitfenster die angestrebte Größenordnung der EE-Kapazitätserweiterung überhaupt erreichbar ist. Viele Fragen gerade zur H₂-Speicherung und zu H₂-Importen sind zudem unbeantwortet. Angesichts dieser Zweifel an der Realisierbarkeit des Ausbautempos haben wir mit Blick auf die Versorgungssicherheit auch große Bedenken, ob ein Vorziehen des Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 sachgerecht ist. Parallel muss der Ausbau von (H₂-ready-)Gaskraftwerken daher unbedingt priorisiert werden. Wirtschaftlichkeitsberechnungen liegen hier nicht einmal im Ansatz vor.

Obendrein zeichnet sich trotz des umfangreichen Klimaschutzprogramms 2023, selbst bei größten Anstrengungen und bestmöglicher Realisierung der Maßnahmen, bereits heute eine Zielverfehlung bei den CO₂-Emissionen ab. Dies gesteht sogar die Bundesregierung ein. Letztlich handelt es sich hier um einen Offenbarungseid, dass politisch das Wunschenken erneut die Oberhand gegenüber dem Realismus gewonnen hat.

Positionen zu Grundsatzfragen der Transformation

Aufgrund des Effizienzpotenzials und der Vermeidung willkürlicher, gruppenspezifischer staatlicher Eingriffe halten wir das Instrumentarium der CO₂-Bepreisung – und hier wiederum insbesondere den Emissionshandel – zwar für grundsätzlich geeignet, um den Transformationsprozess voranzubringen. In der praktischen Umsetzung sehen wir jedoch Mängel im bislang zu zaghaften Ausbau, bei der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten, der fehlenden flankierend zu errichtenden Grenzausgleichsbesteuerung und der Gefahr hoher Preisvolatilität mit Kalkulationssicherheit für Investitionen in Vermeidungstechnologien. Das Instrument fokussiert zudem nur auf bereits vorhandene Vermeidungstechnologien. Ohne ergänzende Technologieförderung (Subventionen) schafft es das ETS allein nicht, zukunftssträchtigen, aber nicht ausgereiften, noch teuren Ausweichtechnologien rasch zum Durchbruch zu verhelfen. Darüber hinaus setzt das Instrument auf ein wirtschaftliches Rationalverhalten in Form von Investitionen erst einmal leisten können und es muss sich auch noch bei begrenztem Planungshorizont von Privatpersonen für sie lohnen. Die politisch angedachte Ausweitung von Investitionskostenzuschüssen und zinsvergünstigten KfW-Krediten ist vor diesem Hintergrund eine sinnvolle Maßnahme ebenso wie Ausnahmen für ältere Menschen. Ob das aber reicht, kann zumindest angezweifelt werden.

Und für Unternehmen gilt: Sie müssen – auch als Folge der noch nicht abgeschlossenen Energiewende – überdurchschnittlich hohe Strompreise bezahlen. In Anbetracht dessen fordern vor allem Industrieunternehmen ein Heruntersubventionieren durch die Einführung von „Industriestrompreisen“. Ordnungspolitisch ist ein derartiger Eingriff höchst fragwürdig, da die Gesellschaft mit ihren Steuern für das Stabilisieren von Gewinnen in einzelnen Unternehmen geradesteht. Das „Herauspicken“ begünstigter Unternehmen stellt eine willkürliche Umverteilung durch den Staat dar. Hinzu kommt, dass eine Entlastung, in den subventionierten Unternehmen den wirtschaftlichen Druck herausnimmt, um über noch nicht mobilisierte Effizienzmaßnahmen Energie einzusparen. Nur aufgrund einer übergeordneten volkswirtschaftlichen Abwägung unterstützen wir eine – dann allerdings sehr restriktive – Handhabung von Industriestrompreisen:

- Ihre Einführung muss als Überbrückungshilfe zeitlich klar befristet sein.
- Nur Unternehmen, die noch nicht alle kostenseitig vertretbaren Effizienzmaßnahmen weitgehend ausgereizt haben, dürfen profitieren.
- Die begünstigten Unternehmen müssen nennenswert von den hohen Strompreisen betroffen sein (hohe mittelbare und unmittelbare Kostenbelastung und nur eingeschränkte Kostenabwärmungsmöglichkeiten).
- Die subventionierten Unternehmen müssen mit Blick auf die heimische Wertschöpfung, auf die Arbeitsplätze und auf die versorgungsseitige (geostrategische) Bedeutung der hergestellten Güter von gesamtwirtschaftlicher Relevanz sein.
- Die Prüfung der Voraussetzung sollte durch ein von unabhängigen Wissenschaftlern besetztes Expertengremium erfolgen. Dabei schlagen wir vor, dies auf Basis einer wertschöpfungs-basierten Rechnung vorzunehmen.

In vielen Industrieprozessen sollen bewährte, aber CO₂-intensive Produktionsverfahren durch emissionsarme oder -freie Verfahren ersetzt werden. Technologische „Pioniere“ sind aber zunächst mit hohen Kosten konfrontiert und erfahren im Wettbewerb mit konventionell produzierenden Konkurrenten enorme Kostennachteile, die kurz- und mittelfristig nicht durch Vorteile in der CO₂-Bepreisung ausgeglichen werden. Zur Überwindung des dadurch verursachten Investitionsattentismus bieten sich Differenzverträge zwischen einzelnen Unternehmen und dem Staat und „Grüne Leitmärkte“ an, bei denen die Nachfrage nach speziell mit „grüner Technologie“ produzierten Gütern durch staatliche Maßnahmen gefördert wird. Trotz der grundsätzlichen Eignung dieser Instrumente sollten folgende Einschränkungen berücksichtigt werden:

- Wegen der einseitigen Begünstigung ausgewählter Unternehmen mit Steuergeldern sollten Differenzverträge möglichst restriktiv gehandhabt werden.
- Die Maßnahmen sollten sich beschränken auf Branchen mit nennenswert hoher CO₂-Wirkung, mit gesamtwirtschaftlicher Relevanz und mit ausgleichenden Kostendifferenzen in einer Höhe, welche die Finanzierungsmöglichkeiten der Unternehmen übersteigen.
- Die Differenzverträge müssen dynamisch und symmetrisch ausgestaltet werden. Insbesondere darf eine automatische Rückzahlung der Subventionen an den Staat ab dem Zeitpunkt, ab dem sich durch die „grüne Produktion“ ein Kostenvorteil einstellt, nicht zur Disposition stehen.
- Zur Vermeidung einer Überförderung sollte eine wettbewerbliche Gestaltung der Vergabe von Fördermitteln initiiert werden.
- Um einen ausreichenden Anreiz zur Bergung von Kostensenkungspotenzialen zu geben, könnte eine Anreizregulierung zur Produktivitätssteigerung in den Verträgen vorgesehen werden.
- Dass die Ziele der Fördermaßnahmen ebenso wie die Vergabeentscheidungen transparent definiert sein sollten, versteht sich angesichts der ordnungspolitischen Schwere des staatlichen Eingriffs von selbst.
- Der ergänzende Ausbau „Grüner Leitmärkte“ wird von uns befürwortet, sofern strenge Zertifizierungsprozesse garantiert sind. Bei der rechtlichen Vorgabe von Quoten für den Einsatz klimaneutraler Erzeugnisse in der Produktion vorabdefiniert Güter unterstützen wir die begleitende Einführung eines Zertifikatehandels.

Im September 2023 hat der Bundestag das neue Energieeffizienzgesetz beschlossen. Letztlich verlangt das Gesetz aber nur Energieeinsparungen. Implizit wird dabei erhofft, dass dies durch eine erhöhte Energieeffizienz zustande kommt. Sollte die Energieeffizienz aber nicht schnell genug ansteigen, bedarf es zur angestrebten Reduktion im Energieverbrauch eines flankierenden Rückgangs im Bruttoinlandsprodukt (BIP). Die im Zeitraum von 2008 bis 2021 jahresdurchschnittlich beobachtete Wachstumsrate der Energieeffizienz müsste um mehr als das Doppelte gesteigert werden, um BIP-Einbußen zu vermeiden. Wir haben erhebliche Zweifel, dass dies gelingt. Das Gesetz würde dann materiellen Wohlstand und Arbeitsplätze aufs Spiel setzen, weil der Energieverbrauch unabhängig davon, ob die benötigte Energie klimaneutral ist oder nicht, gedeckelt wird. Daher fordern wir eine Gesetzesänderung, die nicht auf den Energieverbrauch, sondern wirklich auf die Energieeffizienz fokussiert.

Die Transformation ist in erster Linie vom privaten Sektor durch Investitionen zu schultern. Die deutsche Volkswirtschaft hätte dazu zwar ausreichendes Finanzierungspotenzial. Eine langfristige durchschnittliche Sparsumme von 250 Mrd. EUR/a und Kapitalabflüsse ins Ausland von 150 Mrd. EUR/a verdeutlichen dies. Problematisch wird die Finanzierung aber dadurch, dass Deutschland auch in vielen anderen Bereichen aufgrund der Austeritätspolitik der vergangenen Dekaden dramatisch unterinvestiert ist. Insofern besteht eine Verwendungskonkurrenz zu anderen ebenfalls dringend benötigten Ausgaben.

Das bedeutet, auf ca. 90 Mrd. EUR/a für die Energiewende kommen noch rund 250 Mrd. EUR/a für zukünftig dringend benötigte staatliche Investitionen und Ausgaben hinzu. Selbst wenn man hier Abschreibungen in Höhe von 10% jährlich, also etwa 34 Mrd. EUR/a abzieht, bleibt ein aus Ersparnissen zu finanzierendes Nettoinvestitionsvolumen von über 300 Mrd. EUR/a. Dazu wird die zukünftig generierbare gesamtwirtschaftliche Ersparnis kaum ausreichend sein. Weder durch ein weniger an privatem und öffentlichem Konsum noch durch ein Umwidmen der Spartätigkeit von Unternehmen als auch durch ein Verlagern der Spartätigkeit vom Aus- ins Inland. Das gilt umso mehr, als die demografische Entwicklung in Deutschland zukünftig eher die Neigung zum Entsparen fördern wird.

In der Hoffnung auf ein durch die Transformation angestoßenes – und dann übrigens im Kontext mit der Klimaneutralität paradoxes – massives Wirtschaftswachstum, aus dem sich die Energiewende-Investitionen verteilungskonfliktfrei finanzieren ließen, steckt politisches „Wunschdenken“. Nach Jahren des Kaputtsparens in der öffentlichen Infrastruktur, in den Regu-

lierungs- und Planungskapazitäten des Staates und in der Bildung bzw. der Ausbildung von Fachkräften fehlen essenzielle Voraussetzungen für einen echten Wachstumsschub. Neue Investitionen haben zudem nur dann ein Wachstum der Produktionskapazitäten zur Folge, wenn Sie den Sachkapitalbestand erweitern oder zumindest zu dessen Produktivitätsanstieg beitragen. Der Ausbau der EE, die Ertüchtigung der Netze, der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur usw. haben aber nicht den Charakter von Erweiterungsinvestitionen, sondern nur den von Ersatzinvestitionen, die zudem kurz- bis mittelfristig mit einem Kostenanstieg einhergehen.

Vor dem Hintergrund zeichnen sich erhebliche Verteilungskonflikte und damit soziale Spannungen ab. Das relativierende Argument, mit der Transformation langfristig aber eine wirtschaftliche Amortisation der Klimawende-Investitionen zu erfahren, zählt nur bedingt. Denn es setzt voraus, dass der Klimawandel tatsächlich abgebremst wird. Dies wiederum erfordert, dass nicht nur Deutschland, sondern auch die anderen Länder – und hier allen voran die Hauptemittenten – massiv den Klimaschutz vorantreiben. Die aktuellen Entwicklungen dort lassen erhebliche Zweifel daran aufkommen.

Hinsichtlich der unvermeidbaren Verteilungskonflikte bedarf es einer Aussteuerung, die den gesellschaftlichen Zusammenhalt stabilisiert. Wenn sich viele Menschen durch zu rigide klimapolitische Vorgaben oder durch erhöhte Güterpreise als Folge der Transformation existenziell in die Enge getrieben fühlen, verliert die Energie- und Klimawende den gesellschaftlichen Rückhalt und es droht eine Gefährdung der demokratischen Ordnung.

Darüber hinaus muss dem investiven Charakter der Transformation bei der Finanzierung der klimawendebedingten Staatsausgaben Rechnung getragen werden. Die jungen und zukünftigen Generationen sollen die Profiteure der Investitionen sein. Daher wäre es angemessen, sie auch an der Finanzierung zu beteiligen. Dies geht nur über Staatsverschuldung. Statt über Sondervermögen fiskalisch zu „tricksen“, sollte dazu die Schuldenbremse abgeschafft und eine Rückkehr zu einer „goldenen Regel“ der Finanzpolitik erfolgen: danach wäre eine Verschuldung des Staates zur Finanzierung von Investitionen – und damit auch von Energiewendeinvestitionen – zulässig.

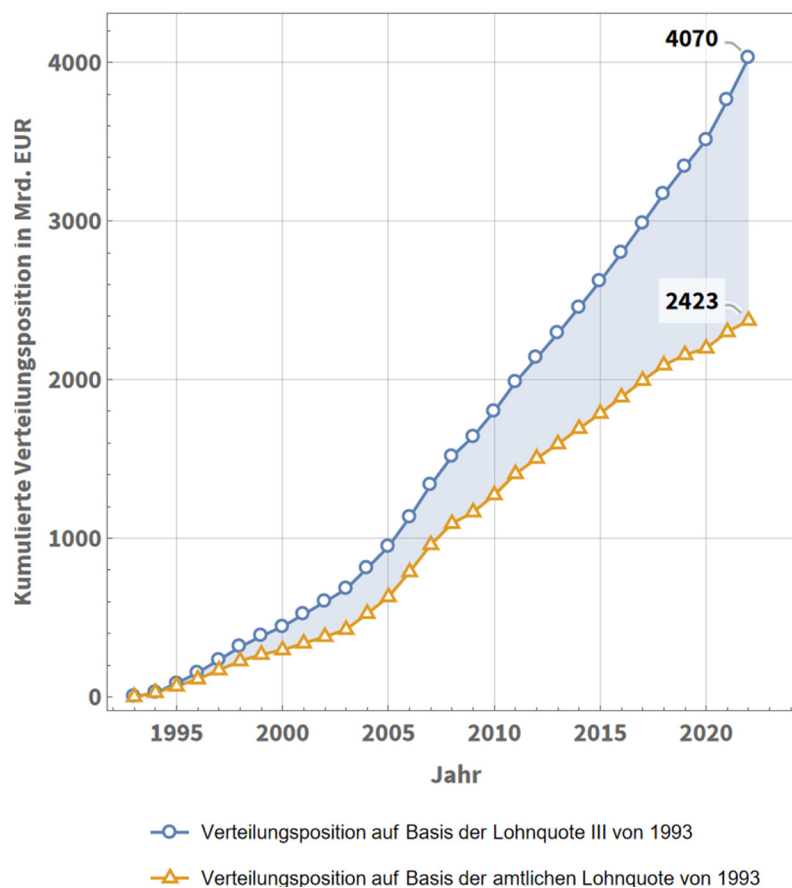
Systemische Verteilungswidersprüche

Vor diesem gesamten Hintergrund kritisieren wir auch einen grundsätzlichen Denkfehler: Weder in der politischen noch in der wissenschaftlichen Diskussion über die Energiewende werden die Interessenwidersprüche auf dem „kapitalistischen Spielfeld“ hinreichend thematisiert. Ein prozesstheoretisches Denken verlangt aber immer nach einer ordnungstheoretischen Basis. Ohne dem kommt es nur zu oberflächlichen und letztlich interessengeleiteten Diskussionen. Dies erklärt möglicherweise auch das Fehlen eines benötigten, aber bis heute von der Bundesregierung nicht vorgelegten, Masterplans zur Energiewende, der dann notwendigerweise aufzeigen müsste, wie die in einer Gesellschaft immer gegebenen Interessen- und Verteilungswidersprüche ausgesteuert werden sollen und wer das Preisschild für die Natur zukünftig zu bezahlen hat. Eine bisher weitgehend erfolgte Externalisierung von Umweltkosten ist künftig jedenfalls nicht mehr möglich. Die entstehenden Umweltschutzkosten werden in die betriebswirtschaftlichen Kalkulationen der Unternehmen einfließen müssen und die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfungskette nachhaltig verändern. Hierbei spielen in der Kette im Austausch der Produkte zwischen den einzelnen Branchen, aber auch innerhalb der Branchen, die Wettbewerbs- und Machtrelationen eine entscheidende Rolle. Welche Branchen und welche Unternehmen können hier die zusätzlich entstehenden Umweltschutzkosten über ihre jeweiligen Preis-Mengen-Relationen in der Wertschöpfungskette weiterwälzen? Dies wird nur den Branchen und Unternehmen gelingen, die kaum einem Wettbewerb ausgesetzt sind und die in Folge über Marktmacht verfügen, wie z.B. die Energieversorger. Am Ende der Wertschöpfungskette steht immer der ohnmächtige Endverbraucher. Er muss die erhöhten Preise bezahlen und erleidet womöglich Kaufkraftverluste bezogen auf sein nominales Einkommen, jedenfalls dann, wenn die Preissteigerungen höher ausfallen als die Nominallohnsteigerungen.

Auch wird bei der bisher umgesetzten Energiewende ein weiter bestehender inhärenter kapitalistischer Grundsatz nicht diskutiert und damit auch nicht entscheidend berücksichtigt: Privatwirtschaftliche Unternehmen trachten immer nach einer möglichst maximalen Profitrate und damit nach einer ständig erweiterten Kapitalakkumulation. Die Profitrate hängt hier nicht nur von der Verteilung der Wertschöpfung auf Lohn und Mehrwert (Zins, Grundrente und Gewinn) ab, sondern auch vom Verhältnis von Arbeitsproduktivität und Kapitalintensität, also von der Kapitalproduktivität. Im empirischen Befund ist die

Kapitalproduktivität in Deutschland zu gering und die Wachstumsraten sind negativ, so dass, soll die Profirate nicht sinken, die Mehrwertquote steigen muss, was dann aber impliziert, dass der Anteil des Einkommens an der Wertschöpfung für die abhängig Beschäftigten sinken muss. Dies war realiter auch der Fall. Und zwar haben die abhängig Beschäftigten seit der Wiedervereinigung bis 2022, auf Basis der Lohnquote von 1993, kumuliert gut 4 Billionen EUR (!) an Einkommen eingebüßt bzw. die 4 Billionen EUR sind zu Gunsten der Mehrwerteinkünfte umverteilt worden. Hier gibt es also in der primären Einkommensverteilung eine komfortable Um- bzw. Rückverteilungsmöglichkeit zu Gunsten der Einkommen der abhängig Beschäftigten, die dann auch als Endverbraucher in der Wertschöpfungskette in der Lage wären, die gestiegenen Preise durch die Energiewende ohne Wohlfahrtsverluste zu bezahlen.

Die nachfolgende Grafik zeigt die extreme Umverteilung seit der Wiedervereinigung. Selbst unter Berücksichtigung von Abschreibungen auf den eingesetzten Kapitalstock der bundesdeutschen Volkswirtschaft beläuft sich die kumulierte Umverteilung immer noch auf fast 2,4 Billionen EUR.

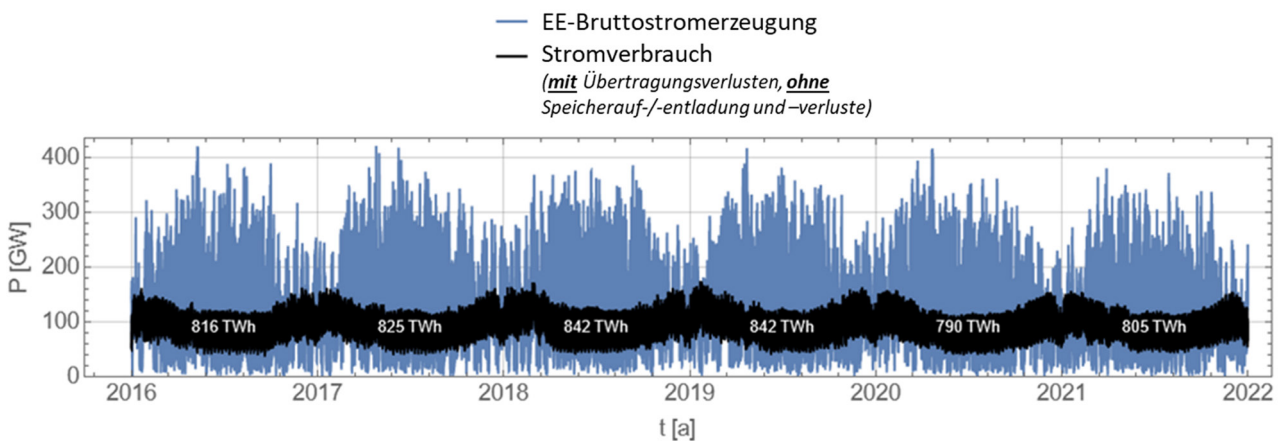


Hier besteht demnach ein hinreichend großer Umverteilungsspielraum für die insgesamt ca. 41 Millionen abhängig Beschäftigten in Deutschland. Um aber eine Umverteilung zu realisieren, müssen die Gewerkschaften in den Tarifverhandlungen mit den Unternehmerverbänden gestärkt werden. Hier sind Veränderungen im Tarifvertragsgesetz geboten. Neben einer veränderten Primärverteilung verlangt die Energiewende, soll sie gelingen, auch eine veränderte Sekundärverteilung. Die Autoren des Positionspapiers setzen dabei auf eine andere Einkommens- und Vermögenssteuerpolitik. Hier besteht ein dringender staatlicher (politischer) Handlungsauftrag insbesondere durch eine höhere Körperschaftsbesteuerung von Kapitalgesellschaften, einer konsequenten progressiven Besteuerung aller Einkommensarten, vor allen Dingen der Kapitalerträge, einer rigorosen Bekämpfung von Steuerhinterziehung und nicht zuletzt durch eine Wiedereinführung einer Vermögenssteuer und einer einmaligen Vermögensabgabe für Vermögensmilliardäre.

Energieversorgung der Zukunft

Wir haben auch erhebliche technische Vorbehalte gegenüber der praktizierten Energiewende. Aus den Vorgaben, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und der Bundesnetzagentur in Verbindung mit dem EEG 2023, folgt, dass Deutschland spätestens bis zum Jahr 2050 einen Primärenergiebedarf von 2.000 TWh/a aus „Erneuerbaren“ zu decken hat. Im Jahr 2022 betrug der Primärenergiebedarf noch 3.286 TWh. Der künftige Primärenergiebedarf ergibt sich aus der Erzeugung Erneuerbarer Energien insbesondere aus Wind- und Sonnenkraft in Höhe von 1.031 TWh/a. Hinzu kommen noch 262 TWh/a Umwelt- und Erdwärme. Die verbleibenden 704 TWh/a müssen in Form von Wasserstoff (oder entsprechender Wasserstoffträger) importiert werden.

Der im Vergleich zum Jahr 2022 um einen Faktor 4 zu verstärkende Ausbau der künftig stark photovoltaisch dominierten Erneuerbaren Energien (PV-Leistung: 400 GW, Wind onshore/offshore: 160/70 GW) führt dazu, dass der Stromverbrauch und die wettergetriebene Stromerzeugung zu keinem Zeitpunkt deckungsgleich sind. Zur Vermeidung einer Mangelwirtschaft ist diese Deckungsgleichheit aber zwingend erforderlich; entsprechende technische Maßnahmen sind somit vorzusehen. Nachfolgende Abbildung, bei der fiktiv davon ausgegangen wird, dass die Energiewende bereits ab dem Jahr 2016 umgesetzt ist, zeigt diesen Sachverhalt für ein ausgewähltes Stromverbrauchsszenario:



Sommerlich massiv überhöhte Stromeinträge insbesondere aus PV-Anlagen wechseln sich mit winterlich deutlich geringeren Stromeinträgen aus Windkraft-Anlagen ab, blaue Kurve. Dem entgegen ist der Stromverbrauch, schwarze Kurve, im Winter deutlich höher als im Sommer.

Dies lässt sich im begrenzten Umfang und im Sinne einer Netzentlastung durch Smart Grids in Verbindung mit Kurzzeitspeichern, insbesondere Batterien und Pumpspeicherkraftwerken, ausregeln, so dass zumindest im Minuten- bis Stundenbereich auftretende Leistungsdifferenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden können. Unsere Simulationen zeigen allerdings deutlich, dass außerdem noch massive Energieverschiebungen sowohl saisonal als auch jahresübergreifend zu bewältigen sind. Diese Verschiebungen erfordern den Einsatz großer Langzeitspeicher, bevorzugt von Wasserstoffspeichern. Der Blick auf die betrachteten Jahre zeigt, dass sich z.B. wind- und sonnenschwache Jahre auch auf die „Startbedingungen“ des Folgejahres auswirken werden und demnach berücksichtigt werden müssen. Simulationen anderer Studien mit nur einem „typischen Wetterjahr“ greifen zu kurz und liefern zu optimistische Ergebnisse.

EE-Leistungen im Jahresverlauf

Unsere Simulationen gemäß o.a. Bild (Diagramm Seite 13) zeigen:

- Die EE-Leistung schwankt zwischen 5 GW und 400 GW.
- Der jährliche Bruttostromverbrauch liegt in der Größenordnung von 820 TWh/a.
- Der Strombedarf ist im Winter deutlich höher als im Sommer, da u.a. der Einsatz von Wärmepumpen und der höhere winterliche Verbrauch von E-Fahrzeugen ins Gewicht fallen.

Die Spitzenleistungen von 400 GW sind ca. viermal höher als die heutige Netzkapazität. Werden die hiermit verbundenen Überschussleistungen nicht abgeschaltet, zwischengespeichert oder exportiert, kann dies zur folgeschweren Abschaltung der gesamten Stromversorgung (Blackout) führen.

Residualleistung und Energiespeicher

Die Differenz aus EE-Stromangebot und Stromnachfrage ist die Residualleistung. Diese ist bei Stromüberschuss positiv und bei Strommangel negativ. Überschüsse sollten gespeichert werden. Bei Strommangel kann dann aus diesen Speichern Energie wiedergewonnen werden.

Nachfolgende Abbildung zeigt die zu erwartenden Speicherfüllstände unter Zugrundelegung von drei modellierten Lastvarianten:



Wir prognostizieren einen regelmäßigen jährlichen Speicherbedarf von rund 90 TWh. Jahresübergreifend können deutlich höhere Speicherkapazitäten benötigt werden mit einem maximalen Speicherbedarf von über 200 TWh. Zum Vergleich: Bereits das BMWK prognostiziert auf Basis einer Studie der Fraunhofer-Gesellschaft für ein „typisches Wetterjahr“ und somit ohne Berücksichtigung jahresübergreifender Effekte einen Speicherbedarf von über 72 TWh.

Die Speicherung beinhaltet neben Pumpspeicherkraftwerken, Batterien und/oder Import-/Export-Prozessen für die Kurzzeitspeicherung vor allem mit grünem Wasserstoff gefüllte Gasspeicher für die Langzeitspeicherung. Kurz- und Langzeitspeicherung sollten dabei möglichst erzeugernah geschehen, um das Stromnetz nicht zu überfordern bzw. um einen überbordenden Netzausbau a priori zu unterbinden.

Der Ausbau insbesondere von Kavernenspeichern muss daher zeitnah angegangen werden, um von heute 32 TWh (bezogen auf H₂) auf die geforderte Größenordnung zu kommen; eine Schrumpfung der Speicher von einem Prozent pro Jahr ist dabei noch zu berücksichtigen. Hinzu kommen weitere Speicher für das Handling von ca. 700 TWh/a Wasserstoffimport sowie für die nationale Energiereserve für z.B. drei Monate. Die für den Wasserstoffimport zusätzlich erforderliche Speicherkapazität schätzen wir auf ca. 75 TWh. Das bedeutet eine Verdrei- bis Versechsfachung der vorhandenen Speicherkapazitäten bei schnellstmöglichem Planungs- und Baubeginn, wenn berücksichtigt wird, dass der Bau neuer Kavernenspeicher durchaus 10 bis 15 Jahre benötigt.

Bedarf an H₂-ready Gaskraftwerken

Die Schnittstelle zwischen Wasserstoffspeichern und den Stromverbrauchern bilden Wasserstoff-Kraftwerke. Bis grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist, muss mit Erdgas oder „andersfarbigem Wasserstoff“ substituiert werden.

Der Bedarf an solchen Kraftwerken ergibt sich aus der erforderlichen Versorgungssicherheit bei mehrtägigen „Dunkelflauten“. Unsere Berechnungen zeigen, dass für eine prognostizierte, maximale Last während einer Dunkelflaute von 167 GW ein Gaskraftwerksbedarf von mindestens 104 GW benötigt wird. Die Differenz von 63 GW wird für wenige Stunden durch Kurzzeitspeicher und, sofern vom Ausland zur Verfügung gestellt, mit Stromimporten gedeckt. Zu berücksichtigen ist noch, dass Stromimporte aus dem EU-Ausland sich dann schwierig gestalten werden, wenn diese ebenfalls aus „Erneuerbaren Energien“ stammen sollen: Dunkelflauten erstrecken sich meist auch auf die Anrainerstaaten Deutschlands.

Bei einer typischen Kraftwerksleistung von 500 MW werden demnach über 200 neue Wasserstoffkraftwerke benötigt. Im Jahr 2021 waren knapp 32 GW Gaskraftwerksleistung in Deutschland verfügbar. Die installierte Leistung muss somit mehr als verdreifacht werden. Im Vergleich zur jährlichen Zubau-Rate vor 2021 erfordert dies eine Beschleunigung des Zubaus um ca. einen Faktor Sieben. Der Bau solcher Kraftwerke inkl. Planung und Genehmigung beträgt durchschnittlich sechs Jahre. Über das Betriebsverhalten von Wasserstoff-Kraftwerken liegen darüber hinaus bisher nur wenige Erfahrungen vor.

Ungeklärt ist die Vergütung dieser Kraftwerksleistungen, die ja als Backup-Kraftwerke nur sehr geringe Volllaststunden aufweisen werden. Die nötigen Investitionen lassen sich durch die aktuelle Strompreisberechnung nur unzureichend finanzieren. Die bereits jetzt erkennbar überambitionierten Ausbauziele des BMWK erscheinen mit Blick auf das Zieljahr 2045 dennoch nicht ausreichend.

Weiterhin muss der Netzausbau erheblich forciert und an die im Jahr 2045 zu erwartenden Leistungen angepasst werden. Die Leistungsfähigkeit des Netzes muss in allen Bereichen – Hochspannungsnetz, Mittelspannungsnetz, Niederspannungsnetz – mindestens verdoppelt, eher verdreifacht werden. Während sich die Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit der Bundesnetzagentur dieser Aufgabe intensiv widmen, sind vergleichbare Aktivitäten seitens der kommunalen Verteilnetzbetreiber derzeit nicht erkennbar.

Insgesamt ergibt sich aus unserer systemtechnischen Sicht, dass die derzeitigen innerdeutschen Planungen mit Blick auf das Jahr 2045 drastisch verstärkt werden müssten. Ob dem Ausland bis dahin die zuverlässige Lieferung von 700 TWh/a grünen Wasserstoffs gelingt – hierfür muss das Ausland fast 1.400 TWh/a Erneuerbare Energien erzeugen, also mehr als Deutschland selbst erzeugen kann – halten wir für eine Fiktion.

2 Aktueller Rahmen der Energie- und Klimapolitik

2.1 Verfassungsrechtliche Vorgaben

Mit dem Bundesverfassungsgerichtsurteil des Jahres 2021 zum (Bundes-)Klimaschutzgesetz (KSG) wurde für die deutsche Energie- und Klimapolitik ein enger rechtlicher Handlungsrahmen abgesteckt. Insbesondere wurde der Schutz des Klimas als Verpflichtung des Staates zur Wahrung unantastbarer Grundrechte (Art. 2 GG Schutz von Leben und Gesundheit sowie Art. 14 Abs. 1 GG Schutz des Eigentums) eingestuft.¹ Für eine Abwägung mit anderen gesellschaftspolitischen Zielen zieht das Bundesverfassungsgericht daher enge Grenzen: „Der Klimaschutz genießt keinen unbedingten Vorrang gegenüber anderen Belangen (...). Wegen der (...) Unumkehrbarkeit des Klimawandels wären Verhaltensweisen, die zu einer Überschreitung der nach dem verfassungsrechtlichen Klimaschutzziel maßgeblichen Temperaturschwelle führten, jedoch nur unter engen Voraussetzungen – etwa zum Schutz von Grundrechten – zu rechtfertigen. Dabei nimmt das relative Gewicht des Klimaschutzgebots in der Abwägung bei fortschreitendem Klimawandel weiter zu.“²

Zudem hebt das Gericht hervor, dass für die globale Durchschnittstemperaturentwicklung wegen der Beständigkeit von Altemissionen in der Atmosphäre weniger das Zieljahr der Klimaneutralität ausschlaggebend ist. Entscheidender ist es, bis dahin einen kritischen Bestand an Gesamtemissionen nicht zu überschreiten. Dazu stehe weltweit – und damit auch für Deutschland – nur noch ein Restbudget zur Verfügung.³ Dieses Kontingent sei hinsichtlich der Verteilung der intergenerativen Anpassungslasten ausdrücklich zu berücksichtigen:⁴ „Aus dem Gebot der Verhältnismäßigkeit folgt, dass nicht einer Generation zugestanden werden darf, unter vergleichsweise milder Reduktionslast große Teile des CO₂-Budgets zu verbrauchen, wenn damit zugleich den nachfolgenden Generationen eine (...) radikale Reduktionslast überlassen und deren Leben schwerwiegenden Freiheitseinbußen ausgesetzt würde.“⁵ In diesem Kontext beanstandete das Gericht konkret, dass der in der ersten Fassung des KSG (2019) vorgesehene CO₂-Minderungspfad nicht ambitioniert genug sei.

Ausdrücklich verwarf das Gericht auch das Argument, Deutschland verursache doch nur etwa 2% der weltweiten Emissionen, wodurch sich die Klimaschutzverpflichtung Deutschlands relativiere. Gerade weil es zum Gelingen einer weltweit anzulegenden Klimapolitik auf das „wechselseitige Vertrauen in den Realisierungswillen der anderen“⁶ ankomme, müsse Deutschland als Vorbild agieren, um anderen keinen Vorwand für Attentismus zu geben.

Position:

Klimaneutralität dominiert verfassungsrechtlich in der Hierarchie die Ziele der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit, es sei denn durch deren Verletzung ergeben sich ebenfalls – in überzeugend zu begründender Form – Einschränkungen anderer Grundrechte oder mit vergleichbarer Schwere.

Bezogen auf eine etwaige Gefährdung der Versorgungssicherheit durch Klimaschutzbemühungen ginge es immerhin um ein Gut der Daseinsvorsorge, so dass je nach Dauer, Umfang der Betroffenheit und – im Falle eines gezielt durchführbaren Brownouts – je nach Zusammensetzung der Betroffenen eine derartige rechtliche Relativierung des Klimaschutzvorrangs vorstellbar wäre.

Die Frage aber, ob Deutschland sich die Energiewende überhaupt leisten kann, ist zumindest so lange nachrangig, wie die finanziellen Einschränkungen infolge der Klimaschutzmaßnahmen, durch die Verwendungskonkurrenz nicht mit wichtigen anderen gesellschaftspolitischen Zielen und hier insbesondere dem Ziel der gesellschaftlichen Stabilität kollidieren.

Sowohl mit Blick auf die Versorgungssicherheit als auch mit Blick auf die gesellschaftliche Stabilität sehen wir jedoch die Gefahr, dass das energie- und klimapolitische Konzept der Bundesregierung nicht ausgereift ist (vgl. Kap. 2.2.3).

Bezogen auf die geringe relative Bedeutung Deutschlands als Emittent sprechen aus unserer Sicht einerseits weitere Argumente dafür, dass Deutschland sich in seinen Bemühungen nicht mit dem Verweis zurückhält, andere – und hier vor allem die großen „Sünder“ China, USA, Indien und Russland, die derzeit für gut 56% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich sind – mögen doch zunächst einmal voranschreiten (vgl. Tab. 2.1):

¹ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021, II).

² Bundesverfassungsgericht, a.a.O., III, 2 a).

³ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b RN 219).

⁴ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 229).

⁵ Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 192).

⁶ Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 204).

- Deutschland verursacht gemessen am Weltbevölkerungsanteil (gut 1%) derzeit überproportional viele CO₂-Emissionen (etwa 1,7% der Weltmissionen in produktionsorientierter Rechnung). Sowohl bei den CO₂-Emissionen pro Kopf als auch bei den gesamten THG-Emissionen rangiert Deutschland daher unter den hier aufgeführten zehn größten Emittenten mit 8,1 t CO₂/Kopf bzw. 8,7 t CO₂-Äq/Kopf auf dem siebten Rang und liegt in etwa gleichauf mit China.⁷
- In einer alternativen, konsumbasierten Rechnung, in der – unabhängig vom Produktionsort – die durch den inländischen Güter-Verbrauch global verursachten Emissionen erfasst werden, sieht die deutsche Bilanz sogar schlechter aus, weil auch als Folge von Outsourcing die von Deutschland importierten Güter CO₂-belasteter sind als die Exporte.
- Betrachtet man die Altlasten seit der Wiedervereinigung, ergibt sich für Deutschland mit einem Anteil von rund 2,6% an den Welt-CO₂-Emissionen (produktionsbasiert) ein noch höherer Emissionsanteil. D.h. bezogen auf die hierzulande über Jahrzehnte hinweg generierte Wertschöpfung, auf die dadurch in Deutschland entstandenen Einkommen und Arbeitsplätze hat die Bundesrepublik erst recht eine überproportional hohe Erblast hinterlassen.⁸ Unter allen Ländern der Welt ist Deutschland derzeit bei den CO₂-Emissionen der neuntgrößte Emittent. Wenn Deutschland als reiches Land mit allerdings erwartbar enormen sozialen und infrastrukturellen Finanzierungsproblemen sich vor diesem Hintergrund unter Hinweis auf acht noch größere Emittenten zurückhielte, welchen Anreiz sollten dann ärmere Länder mit noch geringeren Emissionen haben, um sich verstärkt im Klimaschutz zu engagieren?
- Überdies hat Deutschland die aus den internationalen Verhandlungen resultierenden völkerrechtlich bindenden Verträge freiwillig und aus politischer Überzeugung unterschrieben. Ein Nichteinhalten der akzeptierten Verpflichtungen ginge daher auch mit einem internationalen Reputationsverlust einher.

Land	Anteil an weltweiten CO ₂ -Emissionen in v.H. In 2022 (Produktionsorientiert) ¹⁾	CO ₂ -Emissionen in t CO ₂ pro Kopf in 2021 (Produktionsorientiert) ²⁾	Anteil an weltweiten CO ₂ -Emissionen in v.H. in 2020 (Konsumorientiert) ²⁾	CO ₂ -Emissionen in t CO ₂ pro Kopf in 2020 (Konsumorientiert) ²⁾	THG-Emissionen (inkl. LUCCF) in t CO ₂ -Äq pro Kopf in 2019 (Produktionsorientiert) ²⁾
China	30,2	8,0	28,5	7,0	8,5
US	13,5	14,9	14,7	15,5	17,3
India	7,3	1,9	6,5	1,6	2,4
Russian Feder	5,1	12,1	3,9	9,3	13,2
Japan	2,8	8,6	3,4	9,5	9,0
Iran	2,3	8,5	1,9	7,5	10,3
Indonesia	2,1	2,3	1,8	2,3	7,3
Saudi Arabia	1,8	18,7	1,9	18,3	20,2
Germany	1,7	8,1	2,2	9,2	8,7
South Korea	1,6	11,9	1,9	12,7	12,6
Welt	100	4,7	100,0	4,5	6,4

Tab. 2.1: CO₂- und THG-Emissionen der zehn größten Emittenten

Es wurden jeweils die aktuellsten gemeinsam verfügbaren Jahre ausgewählt.

Quellen: 1) Energy Institute (2023), Statistical Review of World Energy 2023, 2) Our World in Data, Data on CO₂ and Greenhouse Gas Emissions, <https://github.com/owid/co2-data> und eigene Berechnungen.

⁷ Im Ranking der Pro-Kopf-Emissionen befinden sich primär kleine Länder, oftmals öl- und/oder gasfördernde Länder auf den „Spitzen“-Plätzen. Die Liste für das Jahr 2019 wird angeführt von Katar (36 t CO₂/Kopf), Trinidad Tobago (27 t CO₂/Kopf), Bahrain (25 t CO₂/Kopf), Brunei (24 t CO₂/Kopf) und Kuwait (23 t CO₂/Kopf). Deutschland befindet sich hier auf Platz 36 von 224 aufgeführten Staaten. Vgl. Our World in Data, Data on CO₂ and Greenhouse Gas Emissions, <https://github.com/owid/co2-data>.

⁸ Angesichts der kumulativen Wirkung von Emissionen in der Atmosphäre und der Tatsache, dass die über Jahrzehnte hinweg aggregierte Emissionssumme entscheidend für den Treibhausgaseffekt ist, ist ein langfristiger Rückblick für die Ermittlung der nationalen Verantwortung durchaus angemessen. Ginge man alternativ auf das Jahr 1850 zurück, um die historische Verantwortung Deutschlands zu ermitteln, wäre Deutschland sogar der sechstgrößte, unter Berücksichtigung der Effekte der Landnutzung sogar der viertgrößte CO₂-Emittent der Welt. Allerdings ist Deutschland zum einen erst im Jahr 2016 mit Inkrafttreten des Pariser Abkommens eine völkerrechtlich verbindliche Verantwortung zur Emissionsverringerung eingegangen. Zum anderen fehlte bis in die 1990er Jahre hinein in der Politik das Bewusstsein, für die Klimafolgen der CO₂-Emissionen (vgl. SRU 2022, Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget, S. 10). Schließlich wurde erst bei der ersten Weltklimakonferenz 1979 die Erderwärmung als ernsthaftes Problem auf breiter wissenschaftlicher Ebene thematisiert. Insofern ist ein Teil dieser Erblast unwissentlich entstanden.

Andererseits kann das Weltklima nicht allein von Deutschland gerettet werden. Diese Aussage zählt zwar zum Allgemeinwissen, wird dennoch in der Aufgeregtheit vieler politischer Debatten zu selten mit gewürdigt. Es bedarf der Anstrengung aller Länder und hier allen voran der Hauptemittenten. Deutschland kann dabei zwar eine Vorbildfunktion für andere Länder entwickeln; aber nur dann, wenn der Transformationsprozess mit Blick auf die Versorgungssicherheit und die Lastenverteilung hierzulande halbwegs reibungslos verläuft. Andernfalls wirkt die deutsche Klimapolitik sogar abschreckend. Außerdem sollte man sich auch nicht zu vielen Illusionen über den weltweiten Leitbildcharakter Deutschlands hingeben. Nicht einmal mit seinem Ausstieg aus der Kernenergie hat Deutschland es als Muster für den Rest der Welt geschafft. Und wenn Deutschland tatsächlich irgendwann den Beweis erbringen könnte, als klimapolitischer Vorreiter auch noch Versorgungssicherheit und sozialen Frieden gewährleistet zu haben, wäre es für ein Nachahmen im Rest der Welt zu spät.

Bislang jedenfalls hat die Welt trotz aller Bemühungen hierzulande nicht den richtigen Kurs eingeschlagen. Ohne weltweite Umkehr werde sich, so die United Nations, das „Fenster zum Handeln rasch schließen“.⁹ Im Vorwort des UN-Berichts folgert die Executive Director des United Nations Environment Programme (UNEP), Inger Andersen (United Nations 2022, S. XV): „We are in a climate emergency. And still, as UNEP’s Emissions Gap Report 2022 shows, nations procrastinate. (...) This year’s report tells us that unconditional (national determined contributions) NDCs point to a 2.6 °C increase in temperatures by 2100, far beyond the goals of the Paris Agreement. Existing policies point to a 2.8 °C increase, highlighting a gap between national commitments and the efforts to enact those commitments. (...) To get on track to limiting global warming to 1.5 °C, we would need to cut 45 per cent off current greenhouse gas emissions by 2030. For 2 °C, we would need to cut 30 per cent. A stepwise approach is no longer an option.“

Diese Feststellung ist desillusionierend, aber Realität. Daraus leiten wir dennoch nicht die Forderung ab, Deutschland möge das nationale Engagement gegen den Klimawandel vorzeitig aufgeben oder abbremsen. Wenn auch das 1,5°-Ideal nicht mehr eingehalten wird, zählt mit Blick auf die Wahrscheinlichkeit, das Überschreiten antizipierter Kippunkte zu vermeiden, am Ende jedes Zehntelgrad beim Aufhalten des Temperaturanstiegs.¹⁰

Aber sich hierzulande abzeichnende Versäumnisse sollten pragmatisch relativierend

- erstens auch in die hinterherhinkenden globalen Fortschritte,
- zweitens in eine Beurteilung perspektivischer Gefahren für die Versorgungssicherheit
- und drittens in eine Beurteilung angestoßener Gefahren für den sozialen Frieden eingeordnet werden. Das WEI sieht hier große Probleme bei der sozioökonomischen Umsetzung des Transformationsprozesses. Die Ökonomie zeigt uns schlicht Restriktionen auf (vgl. Kap. 3.5 und Kap. 4).

Darüber hinaus müsste viel aktiver versucht werden, die großen Klimasünder über internationale Verhandlungen zu einer Umkehr hin zu mehr Klimaschutz zu bewegen. Angesichts der Machtverhältnisse haben wir jedoch auch hier Bedenken, ob dieser Versuch gelingen kann. Die G7-Initiative, einen für alle Länder offenstehenden „Klimaclub“ für die internationale Kooperation in der Klimapolitik zu bilden, ist zwar ein Versuch, die Interessen der engagierteren Länder zu bündeln. Aber erstens besteht in Form der Weltklimakonferenzen bereits ein internationales Kooperationsforum. Und zweitens sollte man von dem Vorstoß nicht zu viel erhoffen. Wer sich verstärkt engagieren will, kann das auch jetzt schon tun; das Problem ist eher, dass sich viele Länder in Lippenbekenntnissen ehrgeizig geben, faktisch aber hinter den eigenen Ansprüchen zurückbleiben. Das gilt übrigens auch für Deutschland (vgl. Kap. 2.2.3.4). Und manche Länder räumen, wie China, Indien und Russland, dem wirtschaftlichen Wachstum und geostrategischen Überlegungen den Vorrang ein. Auch beim weltweit zweitgrößten CO₂-Emittenten, den Vereinigten Staaten, könnte die Zuverlässigkeit und Stetigkeit im Kampf gegen den Klimawandel stark vom Ausgang der Präsidentenwahl im nächsten Jahr abhängen.

⁹ United Nations (2022), *The Closing Window – Emissions Gap Report 2022*.

¹⁰Vgl. WWF, *Folgen der Klimakrise: 1,5 Grad versus 2 Grad*, <https://www.wwf.at/artikel/folgen-der-klimakrise-15-grad-versus-2-grad/>

2.2 Politische Vorgaben

Politisch vollzieht sich die deutsche Energie- und Klimapolitik in einem übergeordneten, völkerrechtlich verbindlichen internationalen Rahmen. Er wird einerseits durch die Verpflichtungen aus UN-Weltklimaschutzkonferenzen und andererseits durch den Abstimmungsprozess in der EU abgesteckt.

2.2.1 UN-Vorgaben

Im Pariser Klimaschutzabkommen haben sich die Unterzeichnerstaaten – damit auch die EU und ihre Mitgliedsstaaten – dazu verpflichtet, den Anstieg der Erderwärmung auf deutlich unter 2° Celsius, idealerweise sogar nur auf 1,5° Celsius¹¹ gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen. Aufgrund des engen kausalen Zusammenhangs zwischen der Erderwärmung und den THG-Emissionen läuft diese Verpflichtung darauf hinaus, den kumulativen Bestand an THG-Emissionen zu begrenzen.¹² Dabei konzentrieren sich die Bemühungen unter den THG stark auf die CO₂-Emissionen, da diese den größten Teil der Klimawirkung verursachen,¹³ sie viel langlebiger als andere THG sind und damit auch die stärksten kumulativen Effekte auslösen.¹⁴

Um auch den ärmeren Ländern eine realistische Chance zu geben, in klimapolitische Maßnahmen zu investieren, haben sich die wohlhabenden Länder auf der Weltklimakonferenz in Cancún im Jahr 2010 verpflichtet, ab dem Jahr 2020 jährlich 100 Mrd. US-Dollar über den Green Climate Fund zur Verfügung zu stellen.

¹¹ Dieser Wert wird allerdings laut Klima-Uhr des Mercator-Instituts bereits im Jahr 2029 überschritten werden und ist als Motivation daher kaum noch anwendbar. Vgl. Mercator Research Institute, <https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>.

¹² Vgl. SRU (2022), *Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget*.

¹³ In Deutschland sind die gesamten THG-Emissionen zu fast 90% auf CO₂-Emissionen zurückzuführen. Vgl. Umweltbundesamt (2023), *Emissionen ausgewählter Treibhausgase in Deutschland nach Kategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten*, [8_tab_thg-emi-kat_2023.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/8_tab_thg-emi-kat_2023.pdf) ([umweltbundesamt.de](https://www.umweltbundesamt.de))

¹⁴ Vgl. SRU (2022, S.11f).

2.2.2 EU-Vorgaben

Innerhalb der EU erfolgt der klimapolitische Abstimmungsprozess unter den Mitgliedsländern über die EU-Institutionen und wird initiiert sowie überwacht durch die EU-Kommission. Im „Europäischen Klimagesetz“ strebt die EU rechtsverbindlich an, die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 netto um mindestens 55% zu reduzieren.¹⁵ Bis zum Jahr 2050 soll dann der Zustand der Netto-THG-Neutralität erreicht werden.

Der Zusatz „netto“ impliziert, dass zwar immer noch unvermeidbare THG-Emissionen erfolgen, dass diese aber durch „Carbon-Dioxide-Removal“¹⁶ (CDR) kompensiert werden oder durch „Carbon-Capture-and-Storage“ (CCS) bzw. „Carbon-Capture-and-Usage“ (CCU) bei fossilem Kohlenstoff gar nicht erst in die Atmosphäre gelangen.¹⁷

Nach dem Jahr 2050 sollen die (Netto-)THG-Emissionen sogar negativ werden, die Kompensationsmaßnahmen sollen mithin die unvermeidbaren Brutto-Emissionen übersteigen.

In den Sektoren, die dem EU-Emissionshandel (ETS) unterliegen, sollen dazu durch entsprechende Zertifikate-Kürzungen bis zum Jahr 2030 EU-weit 43% der Emissionen des Jahres 2005 vermieden werden.¹⁸ Für die anderen Sektoren wird im selben Zeitraum eine EU-weite Minderung von 40% angestrebt. Dabei sind die daraus abgeleiteten Verpflichtungen der einzelnen Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung von Pro-Kopf-Einkommen und von Effizienzaspekten unterschiedlich ausgeprägt. In der „Lastenteilungsverordnung“ wird Deutschland eine überproportional hohe Rückführung der CO₂-Emissionen im Nicht-ETS-Sektor um 50% abverlangt.¹⁹ Bei Nicht-Einhalten drohen Strafzahlungen bzw. die Verpflichtung zum Erwerb von Emissionsrechten anderer EU-Länder.²⁰

Mit ihrem Klimaschutzpaket „Fit für 55“ wurde zugleich ein Maßnahmenbündel zur Zielerreichung verabschiedet. Konkret ist u.a. vorgesehen:²¹

¹⁵ Vgl. Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 (kurz: Europäisches Klimagesetz“) Art. 2. und Art 4. Dabei wurde in einem Kompromiss die Anrechnung negativer Emissionen aber begrenzt. Vor der Revision der EU-Klimaschutz-Verordnung im Jahr 2021 wurde lediglich ein Minderungsziel von 40% angestrebt.

¹⁶ Bei diesem Verfahren wird der Atmosphäre z.B. durch Aufforstung oder durch Verfahren des Direct-Air-Capture“ bereits emittiertes CO₂ entzogen. Vgl. SRU (2022, S. 16).

¹⁷ Bei CCS und CCU kommt es nicht zu einer Reduktion des CO₂-Bestandes in der Atmosphäre. Neue CO₂-Emissionen werden bei CCS eingefangen und gespeichert. Das Verfahren ist politisch heftig umstritten. Insbesondere stellt sich nicht nur die Wirtschaftlichkeitsfrage, sondern auch die Frage nach der Zuverlässigkeit der Speicherung. Bei CCU aus fossilem Kohlenstoff werden unvermeidbare CO₂-Emissionen zum Beispiel in Syntheseprozesse von Grundchemikalien eingesetzt. Allerdings gilt für diese Prozess laut Umweltbundesamt (2021): „Wird fossiler Kohlenstoff mittels CCU abgeschieden und anderweitig genutzt, gelangt dieses CO₂ unabhängig von der Anzahl der nachfolgenden Nutzungen immer am Ende der Nutzungskette in die Atmosphäre“. Vgl. Umweltbundesamt (2021), Carbon Capture and Utilization, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/carbon-capture-utilization-ccu#Hintergrund>.

¹⁸ Vgl. Umweltbundesamt (2021b), Revision der EU-Klimaschutz-Verordnung und Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates (14.7.2021) zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/842 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030, COM(2021) 555 final, eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0555&from=EN. Nur etwa 40% der EU-weiten THG-Emissionen erfolgen im Rahmen des ETS (vgl. Umweltbundesamt (2021b, S. 9)). In Deutschland sind es rund 45% vgl. Umweltbundesamt (2021b, S. 10). Zum Nicht-ETS-Segment zählen dabei insbesondere der Verkehrs- (außer Luftfahrt und grenzüberschreitender Schiffsverkehr), der Gebäude-, der Abfall-, der Nicht-ETS-Industrie- und der Landwirtschaftssektor.

¹⁹ Vgl. Verordnung (EU) 2023/857 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. April 2023, Anhang 1.

²⁰ Vgl. Expertenrat für Klimafragen (2023, S. 6): Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023. Gemäß § 12 Abs. 3 Nr. 3 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter: <https://www.expertenrat-klima.de>

²¹ Vgl. Handelsblatt (19.4.2023), EU-Parlament beschließt strengere Regeln für Emissionshandel, S. 7.

- Die CO₂-Bepreisung soll in zweierlei Hinsicht verschärft werden. Zum einen werden die Emissionsrechte für die bislang im EU-ETS einbezogenen Branchen (Energiesektor, Industriesektor und Luftverkehr) drastisch verknappt, so dass die erfassten CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 62% gegenüber dem Basisjahres 2005 verringert werden sollen.²² Zuvor waren es 43%.²³ Gratis-Zuteilungen von Emissionsrechten für die Industrie werden verringert und bis Ende 2034 auslaufen. Überdies werden Schifffahrtsunternehmen beim Anlegen in EU-Häfen in das ETS einbezogen. Später sollen weitere Sektoren hinzukommen. Zum anderen wird der Geltungsbereich für eine CO₂-Bepreisung in der EU ausgeweitet. Benzin, Diesel, Heizöl und Gas werden zunächst, nicht nur wie jetzt schon in Deutschland, sondern europaweit ab 2027 mit einer CO₂-Steuer belegt, die bis zum Jahr 2030 auf höchstens 45 EUR pro verursachter Tonne CO₂ taxiert werden soll. Grundsätzlich ist dabei geplant, die Bereiche Wärme und Verkehr von einem steuerbasierten System in ein ETS-2 zu überführen, so dass dann rund Drei-Viertel der EU-Emissionen einer CO₂-Bepreisung unterliegen werden.
- Ein CO₂-Grenzausgleichssystem (auch: Carbon Border Adjustment Mechanism (CBam)) soll verhindern, dass die EU-Klimaschutzbemühungen durch Importe aus solchen Ländern unterlaufen werden, die sich hier weniger engagieren. Dadurch bedingte Kostenunterschiede in der Produktion sollen durch eine Einfuhrabgabe kompensiert werden. So sollen heimische Unternehmen in ihrer Wettbewerbsfähigkeit geschützt bzw. von einer Standortverlagerung abgehalten werden.
- Ein EU-Klimasozialfonds soll dazu beitragen, den Transformationsprozess sozial gerecht auszusteuern. Insbesondere finanzschwache private Haushalte und Kleinstbetriebe, die besonders von erhöhten Energie- und Verkehrspreisen betroffen sind, sollen dadurch eine Unterstützung erhalten. Gefördert werden soll dabei vor allem auch die energetische Sanierung von Sozialwohnungen und der Erwerb effizienter Heizungsanlagen. Dieser EU-Fonds soll von 2026 bis 2032 mit knapp 87 Mrd. EUR vor allem aus den Einnahmen der CO₂-Bepreisung von Benzin, Diesel, Heizöl und Gas und aus nationalen Haushaltsmitteln gespeist werden.

Position:

Die EU steckt in der Regel nur den groben regulatorischen Rahmen für die Energie- und Klimapolitik ab. Dabei setzt sie stark auf die schrittweise Ausweitung und Schärfung des EU-ETS. Diesem Instrumentarium können wir zum einen eine theoretische Eleganz nicht absprechen (vgl. Kap. 3.1). Wer in welchem Umfang Änderungen zur innerhalb des Systems EU-weit vorgegebenen Emissionsvermeidung vornimmt, wird schließlich einem dezentralen, unbürokratischen Entscheidungsprozess überlassen, in dem im Idealfall mit Hilfe des Zertifikatemarktes die kostengünstigste Lösung gefunden wird. Zum anderen sind damit aber praktische Umsetzungsprobleme verbunden, sodass wir das ETS nicht als Allheilmittel, sondern als einen wichtigen Ansatz betrachten, der aber durch zusätzliche regulatorische Vorgaben und Förderinitiativen des Staates flankiert werden sollte.

Die Einführung eines CO₂-Grenzausgleichsystems wird von uns grundsätzlich befürwortet. Es würde einen wichtigen Beitrag zur Einschränkung des Trittbrettfahrerproblems im Zusammenhang mit öffentlichen Gütern, hier dem Klimaschutz, leisten. Die Steuer soll die Stahl-, Zement-, Aluminium- und Düngemittelhersteller in der EU beim Warenimport aus Drittländern schützen, indem der durch unterschiedliche Klimaschutzanstrengungen entstandene Kostenvorteil ausländischer Produkte durch Zölle kompensiert wird. Allerdings ergeben sich dabei gleich auf mehreren Ebenen Folgeprobleme:

- Erstens ist umstritten, ob die Maßnahme mit den Regeln der WTO konform ist und nicht Gegenmaßnahmen provoziert, die sich dann möglicherweise zu einem gegenseitigen Protektionswettlauf hochschaukeln.
- Zweitens werden nur Importe von der Steuer in Lasten kompensierender Form geschützt, nicht aber die Exporte.
- Darüber hinaus dürfte drittens das objektive Quantifizieren der zulässigen Ausgleichsbeträge in der Praxis nur sehr schwer umzusetzen sein und es müsste möglicherweise regelmäßig angepasst werden.

²² Vgl. Europäisches Parlament (18.4.2023), <https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/priorities/klimawan-del/20170213STO62208/reform-des-emissionshandelssysteme-der-eu>.

²³ Vgl. Pietzcker, R., Osorio, S. und Rodrigues, R. (2021, S. 4), *Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector*, in: *Applied Energy*

²⁴ Vgl. auch BMWK (2023), *Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung*, S. 4.

- Aufgrund dieser Umsetzungsprobleme drohen viertens langwierige Rechtsstreitigkeiten auch vor der WTO mit der Folge von eingeschränkter Planungssicherheit bei hiesigen Unternehmen.
- Das größte Problem könnte sich fünftens aus einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit ungeschützter Branchen ergeben, die auf Zulieferungen aus den protegierten Branchen angewiesen sind. Darauf deutet jedenfalls eine vom Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung in Auftrag gegebene Studie des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) hin.²⁵ Durch den Ausgleich würden allein den stahl- und metallverarbeitenden Unternehmen in Deutschland Mehrkosten von bis zu 2 Mrd. EUR entstehen, die diese, da sie selbst vor Auslandskonkurrenz nicht geschützt werden, im Wettbewerb kaum weiterreichen könnten.

Das Auflegen eines EU-Klimasozialfonds in Verbindung mit nationalen Stützungsmaßnahmen für Einkommens- und Vermögensschwache wird von uns unterstützt. Wichtig ist aber – heruntergebrochen auf die Politik in Deutschland – eine ausreichende Dimensionierung zum Erhalt des sozialen Friedens, der schon heute gefährdet ist.

2.2.3 Nationale Vorgaben

Die deutsche Energie- und Klimapolitik bewegt sich in dem Rahmen, der einerseits rechtlich vom Bundesverfassungsgericht abgesteckt wurde und der andererseits durch die eingegangenen internationalen Verträge und Verordnungen vorgegeben ist.

2.2.3.1 Oberziel THG-Reduktion

Als politisches Oberziel wird – abgeleitet aus den UN-Vereinbarungen und den EU-Vorgaben – die Reduktion der nationalen THG-Emissionen angestrebt. Mit der Verabschiedung des KSG wurden dabei aus bislang nur politischen Vorgaben auch rechtsverbindliche Ziele.²⁶ In Reaktion auf das BVerfG-Urteil zum KSG 2019 hat die Bundesregierung ihre Ambitionen in einer Gesetzesnovelle (KSG 2021) deutlich erhöht:

- Gemäß § 3 KSG 2021 sollen bis zum Jahr 2030 mindestens 65% der Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 eingespart werden.
- Bis 2040 ist eine Reduktion um mindestens 88% vorgesehen.
- Ab dann wird ein Abbaupfad bis zum Jahr 2045 angestrebt, in dem die (Netto-)THG-Neutralität erreicht werden soll.
- Nach 2050 sollen der Atmosphäre per Saldo sogar THG entzogen werden.

Nach den Berechnungen des SRU (2022, S. 7 f.) hätte Deutschland ab 2022 noch ein Restbudget von 6,1 Gt CO₂, um seinen nationalen Beitrag dafür zu leisten, den Temperaturanstieg mit einer Zwei-Drittel-Wahrscheinlichkeit auf 1,75 °C zu stoppen. Bei einer linearen Reduktion bis zum Jahr 2030 entspräche dies mehr oder weniger²⁷ der im Gesetz vorgegebenen 65%-Marke. Die Zwischenzielmarke für 2030 ist demnach ambitioniert genug, um unter der 2 °C-Marke zu bleiben (wenn alle anderen Länder ihre Klimapolitik gleichermaßen ehrgeizig angingen), nicht aber um den nationalen Beitrag für das Limitieren auf 1,5 °C zu leisten. Dafür müsste Deutschland bereits ab 2030 klimaneutral sein.

²⁵Vgl. Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung, *CO₂-Grenzausgleich der EU-Kommission könnte stahl- und metallverarbeitende Unternehmen zwei Milliarden Euro kosten*, 4.1.2022, in: https://www.wsm-net.de/aktuelles/detail/?tx_news_pi1%5Bnews%5D=342&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=3e5f0c24c09069177c22771184f90254

²⁶ Vgl. Umweltbundesamt (2023b). *Treibhausgas-minderungsziele Deutschlands*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-minderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg>.

²⁷ Das 65%-Ziel bezieht sich auf alle THG-Emissionen. Die Rechnung des SRU konzentriert sich auf die CO₂-Emissionen.

Zumindest verglichen mit den bisherigen Bemühungen in Deutschland erweisen sich die Vorgaben des KSG aber als geradezu radikal. Abb. 1.1 verdeutlicht dies: Im „Integrierten Energie- und Klimakonzept“ aus dem Jahr 2007 verkündete die damalige Regierung noch als Zwischenziel, bis zum Jahr 2020, die THG-Emissionen um 40% gegenüber 1990 zurückzuführen zu wollen. Rechnerisch wären 751 Mt. CO₂-Äq zugelassen gewesen. Aufgrund des Wirtschaftseinbruchs durch die Coronakrise blieben die Emissionen mit 731 Mt. CO₂-Äq darunter.²⁸ Dabei lag von 1990 bis 2020 eine durchschnittliche jährliche Reduktion der Emissionen von 1,8% p.a. vor.²⁹ Im Vergleich mit einem linearen Zielpfad bis zum Jahr 2020 wird auch deutlich, dass die größten Erfolge bei den Einsparungen primär nach der Wiedervereinigung erfolgten. Diese Reduktionen waren vor allem in Ostdeutschland leicht einzufahren, zum Beispiel durch den Ersatz überalterter fossiler Kraftwerke, den Austausch der Fahrzeugflotte und ineffizienter Heizungen oder durch Gebäudemodernisierungen. Von 2010 bis 2020 blieb man jedoch weitgehend über dem – allerdings politisch als Orientierungsmarke nicht explizit verkündeten – linearen Pfad. Die Bemühungen um mehr THG-Reduktion waren gemessen daran, wenn man vom Corona-Jahr 2020 absieht, immer weniger erfolgreich. Angesichts der Beständigkeit der Emissionen in die Atmosphäre ist für eine Beurteilung aber nicht nur das Einhalten im Zieljahr entscheidend, sondern auch wie sehr das Emissionsbudget in dieser Phase strapaziert wurde. Bezogen auf den linearen Zielpfad sind nach unseren Berechnungen in der Zeit von 1990 bis 2020 rund 66 Mt CO₂-Äq., d.h. rund 9% der Jahresemissionen von 2020 zu viel ausgestoßen worden.

Mit den neuen Zielvorgaben für 2030 bis 2045 wird nun eine deutliche Beschleunigung im Abbauprozess avisiert. Von 2022 bis 2030 soll die jahresdurchschnittliche Reduktionsrate 6,4% p.a., über den längeren Zeitraum von 2022 bis 2040 sogar 8,5% p.a. erreichen. Für die nächsten acht Jahre ist damit gegenüber den bisherigen Fortschritten eine Beschleunigung der Abbaudynamik um fast das Vierfache, für die nächsten 18 Jahre um fast das Fünffache vorgesehen.

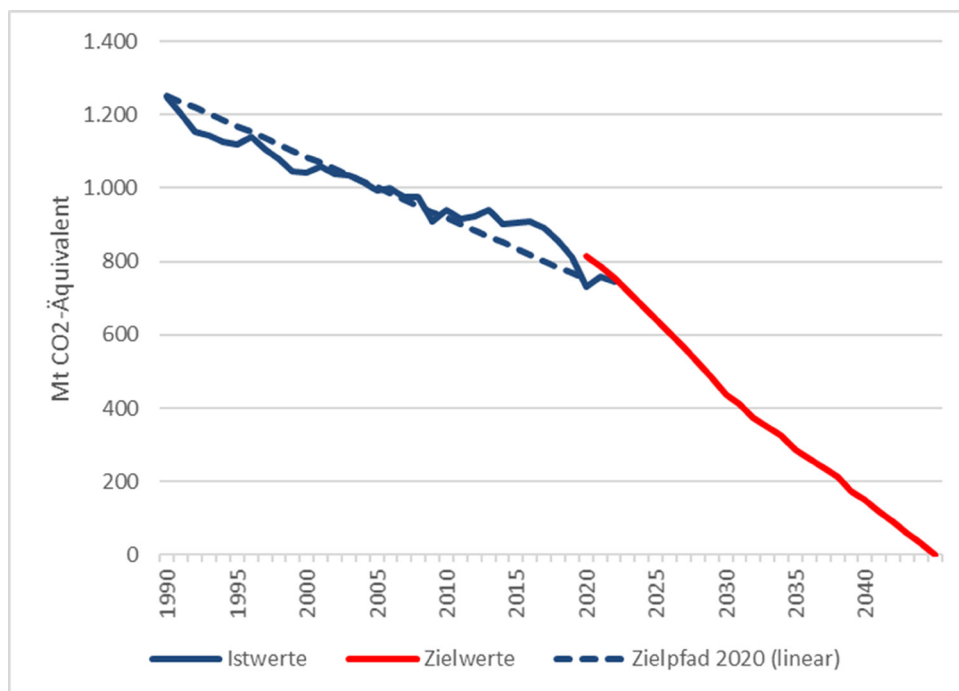


Abb. 2.1: THG-Emissionen in Deutschland: Istwerte und Zielprojektion
 Quelle: Umweltbundesamt und KSG-Entwurf 2023, Anlage 2a) und 3) in Deutscher Bundestag (2023b).

²⁸ Schon für das Folgejahr wurden die Emissionen mit 760 Mt. CO₂-Äq wieder über dieser Marke beziffert. Die in der Grafik eingezeichnete Zielmarke von 813 Mt. CO₂-Äq entspricht übrigens nicht dem originären Zielwert von 751 Mt. CO₂-Äq, sondern resultiert aus dem KSG, in dem wohl ausgehend von der Vermutung, in 2020 darüber zu liegen, von dem für 2020 ursprünglich erwarteten Istwert.

²⁹ Gerechnet wurde auf Basis des vorläufigen THG-Wertes für 2022 in Höhe von 746 Mt. CO₂-Äq.

Position:

Die Autoren erkennen in der drastischen, zum Teil erst vom Bundesverfassungsgericht herbeigeführten Hochsetzung der zentralen klimapolitischen Zielmarken erstens das Eingeständnis, dass die früheren Regierungen das Rückführen der THG-Emissionen viel zu zaghaft angegangen sind. Selbstkritisch gesteht in diesem Sinne auch die über 16 Jahre in vorderster Reihe politisch verantwortliche Ex-Kanzlerin Angela Merkel in der Klimapolitik Versäumnisse ein.³⁰ Zweitens bestehen aber hinsichtlich der Zielerreichung auch politisch nicht planbare Interdependenzen zu anderen Entwicklungen. So hat beispielsweise die Havarie des Kernreaktors in Fukushima zu einem Überdenken der eigentlich vorgesehenen Rolle der Kernenergie als „Brückentechnologie“ geführt und zu einer verstärkten, emissionsintensiven Kohleverstromung geführt. Drittens verdeutlicht die Tempoverschärfung den auch durch die Rechtsprechung verschärften Handlungsdruck.

Dennoch darf der Veränderungsdruck u.E. auch nicht zur Kopflosigkeit und Überforderung der Bürger und der Unternehmen führen. Selbst in Deutschland stößt die Energiewende an technische und ökonomische Machbarkeitsgrenzen. Politische Kopflosigkeit führt vor diesem Hintergrund zu Unverständnis und Ablehnung in der Bevölkerung.

Die teils hitzige Debatte um die Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) mag hier als Beispiel dienen: Einerseits hätte im Gebäudesektor in den letzten Dekaden deutlich mehr zur Vermeidung von Emissionen getan werden können. Andererseits lassen sich die Versäumnisse des vergangenen Jahrzehntes nicht durch eine übereilte und überfordernde Gesetzgebung aufholen. Der ursprünglich im GEG-Gesetzgebungsverfahren diskutierte rasche Austausch fossiler Heizungen vor allem gegen Wärmepumpen erwies sich nicht nur mit Blick auf die Planungs-, Handwerker- und Materialkapazitäten als lebensfern. Er hat darüber hinaus auch zu einer massiven Verunsicherung hinsichtlich der finanziellen Belastung in der Bevölkerung geführt. Die – vorsichtig formuliert – unprofessionelle Kommunikation innerhalb der Bundesregierung und unter den Parteien während des Diskussionsprozesses haben mit zur allgemeinen Politikverdrossenheit beigetragen sowie dem gesellschaftlichen Rückhalt für den Transformationsprozess geschadet.

Nach vorne schauend wird es darauf ankommen, eine Balance zwischen dem klimapolitischen Forcieren, dem technisch Machbaren und der ökonomisch-finanziellen Tragfähigkeit vor allem für die Bezieher kleiner und mittlerer Einkommen sowie der mittelständischen Wirtschaft zu finden. Dabei bedarf es einer stark verbesserten und ausschließlich sachorientierten Kommunikation. Den Bürgern muss im Fall zwangsläufig auftretender Zielkonflikte erklärt werden, warum die geplanten Einschränkungen zum Erreichen der Klimaziele unvermeidbar sind. Zur politisch gebotenen Aufrichtigkeit gehört dann aber auch, dass die Politik sich selbst und die Gesellschaft von der Illusion befreit, der Transformationsprozess werde zum Nullpreis zu haben sein oder gar rasch zu einem zweiten „Wirtschaftswunder“ führen. Stattdessen hat die Natur mittlerweile ein Preisschild bekommen. Dahinter verbergen sich Kosten, die jetzt aufzubringen bzw. aufgrund dieses Preisschildes zu bezahlen sind. Die Politik hat es bisher aber versäumt, zu erklären, wer den Preis für die Natur bezahlen soll. Das ist ein großer politischer Fehler, der in der Bevölkerung für Verunsicherung sorgt, vor allen bei denjenigen, die mit Sicherheit das Preisschild nicht bezahlen können und wollen, weil sie schon heute verarmt sind.

Darüber hinaus erkennen wir in den Unterlassungen der Vergangenheit ein zentrales Problem der Politikkoordination. Lange Zeit konzentrierte sich mit der 1998 herbeigeführten Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte der Transformationsprozess stark auf die Stromwirtschaft und hier vor allem auf den Ausbau der EE sowie auf das – zunächst viel zu zaghaft angelegte – Emissionshandelsystem (EU-ETS).³¹ Vereinzelt gab es zwar auch Ansätze in den anderen nicht dem EU-ETS unterliegenden Bereichen, die THG-Emissionen einzuschränken. Dabei „wurstelten“ die verantwortlichen Ministerien – zumeist eingeschränkt von fiskalischen Zwängen – mehr oder weniger unabgestimmt vor sich hin.

Einen ganzheitlich ineinandergreifenden Masterplan für die Transformation, der die erforderlichen Maßnahmen vom Ende des angestrebten Prozesses abgeleitet identifiziert und aufeinander abstimmt, gab es und gibt es heute immer noch nicht. Auch fehlte lange eine klare Zuweisung politischer Verantwortlichkeiten beim Zurückbleiben hinter den klimapolitischen Ambitionen. Das KSG 2021 hat diesbezüglich zumindest mit Blick auf die politische Verantwortung versucht, den Handlungsdruck versäumnisgerecht an die Ministerien zu adressieren. In Anlage 2 des Gesetzes waren für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstige ab 2020 bis 2030 jahresgenaue Zwischenzielwerte der zulässigen Emissionsmengen vorgesehen. Nach § 8 KSG 2021 sollte „... das nach § 4 Absatz 4 zuständige Bundesministerium der Bundesregierung innerhalb von drei Monaten (...) ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vor(legen), das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellt.“

³⁰ Vgl. Handelsblatt (2.5.2023, S. 15), Altkanzlerin sieht Versäumnisse, aber keine Fehler.

³¹ Vgl. Bontrup, H.-J. und Ralf-M. Marquardt (2011), Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, 2. Aufl.

Beim Oberziel der Verringerung von Treibhausgasemissionen wurde in einem ersten Etappenschritt eine Reduktion von mindestens 40 % gegenüber dem Basisjahr 1990 bis zum Jahr 2020 angestrebt. Nach raschen Erfolgen, die hauptsächlich dem Abschalten veralteter Kohlekraftwerke und Industrieanlagen in Ostdeutschland im Zuge der Wiedervereinigung geschuldet waren, blieben die Emissionen ab den 2000er Jahren zum Teil sehr deutlich über den bei einem stetigen⁵¹ Abbaupfad zulässigen Werten (vgl. Abb. 1.6). Lediglich im Wirtschaftskrisenjahr 2008 wurde der Zielpfad kurzfristig erreicht. Das zwischenzeitliche Überschreiten ist umso problematischer, als wegen des Beharrungsvermögens der Emissionen in der Atmosphäre eigentlich das Einhalten des Pfades wichtiger wäre als nur das Erreichen eines Punktziels.

Lange Zeit sah es auch nicht so aus, als könne die 2020er Zwischenzielvorgabe als erste Punktzielmarke erreicht werden. Erst der drastische Wirtschaftseinbruch infolge der Corona-Krise führte 2020 mit einem Minus von 42 % gegenüber 1990 doch noch zum gewünschten Ergebnis. Ohne die Pandemie – so ist zu vermuten – wäre die Norm nicht erreicht worden. Das bestätigt auch die erste Schätzung des Bundesumweltamtes für das Jahr 2021. Mit der Belebung der Konjunktur in diesem Jahr sind die Emissionen deutlich höher als im Vorjahr. Gegenüber dem Basisjahr ist nur noch eine Reduktion um etwa 39 % zu verzeichnen. Die enttäuschende Entwicklung resultiert, obwohl die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung durch den vollzogenen EE-Ausbau (vgl. Kap. 1.5.4.2) und den Teilausstieg aus der Kohleverstromung (vgl. Kap. 1.5.3.2) auch strukturell deutlich zurückgegangen sind. In der Spitze lag der THG-Anteil der Stromerzeugung im Jahr 2007 bei 36 %, inzwischen liegt er bei nur noch gut einem Viertel.

Auf Druck der FDP soll diese Verantwortungszuweisung mit dem KSG 2023 wieder aufgehoben werden.³² Zwar sollen die Richtwerte für die Sektoren erhalten bleiben und auch die Daten regelmäßig von der Statistik erfasst werden. Aber die Handlungsverpflichtung für die jeweils zuständigen Ministerien wird suspendiert. Argumentiert wird hier damit, dass rigide sektorspezifische Verpflichtungen nur die Flexibilität nähmen, die Emissionen dort einzusparen, wo es volkswirtschaftlich zu geringsten Kosten gelingt. Damit wird jedoch die Verantwortung für die Reduktion der THG-Emissionen an das Gesamtkabinett redelegiert. Sofern es dadurch – wie allzu oft in der Vergangenheit – zu einem Abwarten in der Hoffnung auf die Initiative anderer kommt, halten wir dieses Zurückrudern im Verantwortungsautomatismus für kontraproduktiv. Mehr Flexibilität bedeutet dann nur Verwässerung der Zuständigkeiten im politischen Beratungsprozess.

2.2.3.2 Unterziel EE-Ausbau

Im Frühjahr 2023 wurden in Deutschland die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet. Darüber hinaus wurde der stufenweise Ausstieg für die Stein- und Braunkohlekraftwerke bis spätestens zum Jahr 2038 beschlossen (vgl. Bontrup, H.J., Brodmann, M. u.a. (2022), S. 22 und S. 29f.). Im Dezember 2022 wurde dazu im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz bereits das Ende der Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier bis zum Jahr 2030 gesetzlich festgelegt. Politisch diskutiert wird sogar ein Vorziehen des kompletten Kohleverstromungsausstiegs auf das Jahr 2030.

Vor diesem Hintergrund wird ein deutlich beschleunigter EE-Ausbau angestrebt. Dabei gilt es nicht nur, konventionelle Kraftwerke zu ersetzen, sondern auch die inzwischen veralteten EE-Anlagen der ersten Generation auszutauschen bzw. durch ein Re-Powering zu verstärken. Zudem bedarf es wegen der zunehmenden Elektrifizierung aufgrund der der Sektorkoppelung (z.B. E-Mobilität, Wärmepumpen, Transformation industrieller Produktionsprozesse mit grünem Wasserstoff) eines spürbaren Ausbaus der Stromerzeugungskapazitäten. Darüber hinaus gilt es angesichts der zukünftig stark dargebotsabhängigen Stromerzeugung die Speicherproblematik insbesondere im Hinblick auf H₂-Langzeitspeicher, H₂-Importspeicher und nationaler H₂-Energiereserve viel stärker als bislang in den Fokus zu nehmen (vgl. Kap. 5). Des Weiteren ist nicht nur ein Ausbau der Übertragungsnetze erforderlich, sondern auch eine bislang viel zu wenig beachtete enorme Verstärkung des gesamten Verteilnetzes.

³² Bislang ist das entsprechende Gesetz noch nicht vom Bundestag verabschiedet. Daher gab das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg im November 2023 einer Klage des BUND und der Deutschen Umwelthilfe DUH recht, und verpflichtete mit Blick auf die Verfehlungen im Verkehrs- und Gebäudesektor die Bundesregierung, ein Sofortmaßnahmenpaket aufzulegen. Vgl. Tagesschau (2023), Gericht verurteilt Regierung zu Klima-Sofortprogramm, <https://www.tagesschau.de/inland/klimaschutz-regierung-100.html>, abgerufen 30.11.2023.

Das BMWK hat die forcierte EE-Ausbaunotwendigkeit erkannt und im Jahr 2022 das sogenannte „Osterpaket“ und in Ergänzung dazu das „Energiesofortmaßnahmenpaket“ aufgelegt.³³ Es handelt sich um die größte, verschiedene Einzelgesetze umfassende Energierechtsnovelle. Im Mittelpunkt steht der beschleunigte Ausbau der EE, so dass ab 2030 bereits 80% des Bruttostromverbrauchs durch EE befriedigt werden soll. Ab 2035 soll dann die „Stromerzeugung fast vollständig oder größtenteils dekarbonisiert werden“.³⁴

Zum einen wurden dazu konkrete Zielpfade für Windenergie- und PV-Anlagen verkündet (vgl. Tab 1.2).

Jahr	EE-Ausbau				
	Wind onshore [GW]	Wind offshore [GW]	Photovoltaik [GW]	EE-Anlagen insgesamt [GW]	EE-Anteil am Bruttostromverbrauch
2022	58	8	67	148	47%
2030	115	30	215	~ 375	80%
2040	160	55	400	~ 640	~ 100%
2045	160	70	400	~ 650	~ 100%

Tab. 2.2: Angestrebter (Mindest-)Expansionspfad ausgewählter Jahre.
Quellen: Agora 2023; KSG 2021; EEG 2023 §4; BNA (2023, 97). Für 2022 vorläufige Ist-Angaben.

Die Expansion fokussiert demnach auf Wind-, vorrangig aber auf Photovoltaikanlagen (PV). Für Wasserkraftwerke, Biomasse- und sonstige EE-Anlagen, die derzeit zusammen mit knapp 20 GW einen EE-Kapazitätsanteil von 13% haben, wird mit einem Rückbau auf insgesamt ca. 8 GW gerechnet.

Zum anderen wurden vorrangig folgende Maßnahmen zur Erreichung des Ausbaupfades beschlossen:³⁵

- Die Ausschreibungsvolumina für den EE-Ausbau werden deutlich erhöht.
- Im weiteren Ausbau der Kraftwärmekopplung (KWK) wird eine grundsätzliche H₂-readiness der Kraftwerke angest

³³ Vgl. BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 4f.

³⁴ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 4.

³⁵ Vgl. BMWK, 2022, 1 ff. und BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 4f.

- Der EE-Ausbau soll in der Abwägung von Schutzrechten Priorität genießen: „Zur Beschleunigung des Ausbaus in allen Rechtsbereichen wird im EEG der Grundsatz verankert, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Damit sollen die erneuerbaren Energien bis zum Erreichen der Treibhausgasneutralität als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden.“³⁶ Mit anderen Worten im Abwägungsprozess mit dem Schutz von Landschaften, Tieren und Bodennutzung, eventuell aber auch mit individuellen Beeinträchtigungen soll dem Ausbau der EE grundsätzlich Vorrang gegeben werden. Im Zweifelsfall sollen so andere Schutzinteressen zurückstehen und Klagen schneller abgewiesen werden.
- Verschlankte Bürokratieprozesse sollen Planungs-, Genehmigungs- und Bauverfahren sowohl im EE- als auch im Netzausbau beschleunigen.
- Eine verstärkte Beteiligung von Kommunen an dezentralen Energieanlagen soll helfen, Ausbauwiderstände vor Ort leichter zu überbrücken.
- Bis zum Jahr 2032 sollen unter Beachtung länderspezifischer Besonderheiten 2% der Bundesfläche für die Onshore-Windanlagen ausgewiesen werden.
- Der Ausbau der Geothermie soll über die „Geothermie Kampagne“ so beschleunigt werden, dass in den nächsten Jahren eine Wärmebereitstellung von 10 TWh/a vorliegen soll.³⁷

Position:

Der drastisch beschleunigte Ausbau der EE stellt eine notwendige, aber bei weitem noch nicht hinreichende Bedingung für ein Gelingen der Energiewende dar. Auf die in Kap. 3.5, Kap. 4 und Kap. 5 noch zu vertiefenden ökonomischen, sozialen und technischen Restriktionen ist schon hingewiesen worden. Daher bestehen trotz der umfangreichen Gesetzesänderungen bei uns große Zweifel, ob innerhalb der kurzen Zeitfenster die angestrebte Größenordnung der EE-Kapazitätserweiterung überhaupt erreichbar ist. Dem Osterpaket zufolge sollen schließlich innerhalb von nur acht Jahren (sic!) 50% mehr an EE-Kapazitäten hinzukommen, als in den zurückliegenden 30 Jahren aufgebaut wurden; und dies bei zugleich rapide zunehmendem Ersatzbedarf für die EE-Anlagen der ersten Generation.

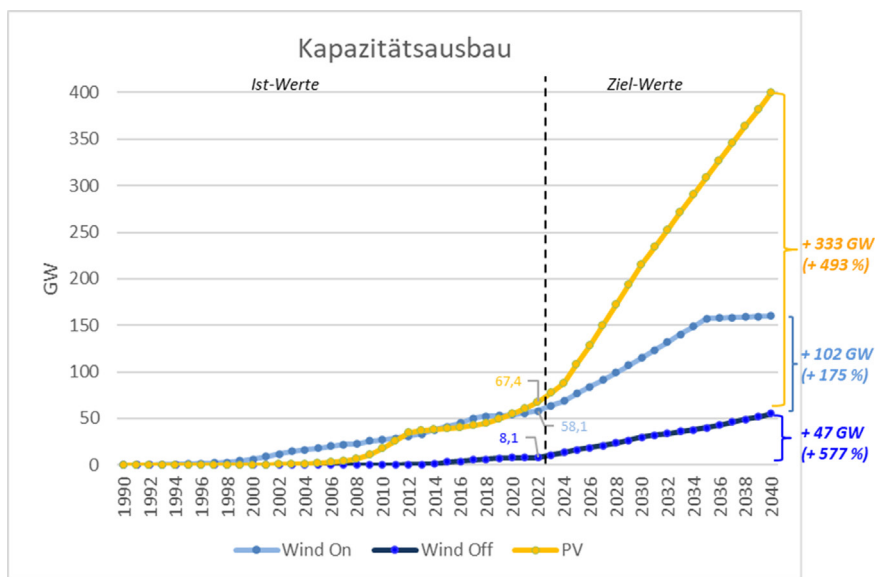


Abb. 2.2: Expansion EE-Kapazitäten: Istwerte und Zielprojektion

Quelle: BMWK (2023b), Zeitreihen zur Entwicklung der EE in Deutschland, Stand: 2/2023.

³⁶ BMWK (2022, S. 2).

³⁷ Eine im Vergleich zum angestrebten Primärenergiebedarf von 2.000 TWh/a allerdings kleine Größe.

Diesbezüglich zeigt auch eine Verbändeumfrage, dass vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit bürokratischen Hindernissen, mit Personal- und Materialengpässen zwei von drei Befragten bezweifeln, dass der Ausbaupfad bei Onshore-Windanlagen realisiert wird.³⁸ Fast die Hälfte rechnet auch bei den Offshore-Windanlagen nicht damit, selbst bei den PV-Anlagen waren noch gut 40% skeptisch.

Erste empirische Befunde zum Ausbau nach Verabschiedung des „Osterpaketes“ bestätigen diese Vorbehalte (vgl. Abb. 2.3). In den ersten acht Monaten des Jahres 2023 ist bei den Onshore-Windenergieanlagen keine ausreichende Beschleunigung im Expansionsprozess zu beobachten und nur gut ein Drittel des Ausbauzielwertes erreicht worden. Beim Ausbau der Photovoltaikanlagen liegt zwar eine deutliche Belebung vor. Dennoch wurden nicht einmal zwei Drittel des Zielwertes erreicht. Besonders deutlich hinkt der Ausbau von Windenergieanlagen auf See hinterher. Hier ist aber aufgrund des Großprojektkarakters ohnehin eher mit sprunghaften Zuwächsen zu rechnen.

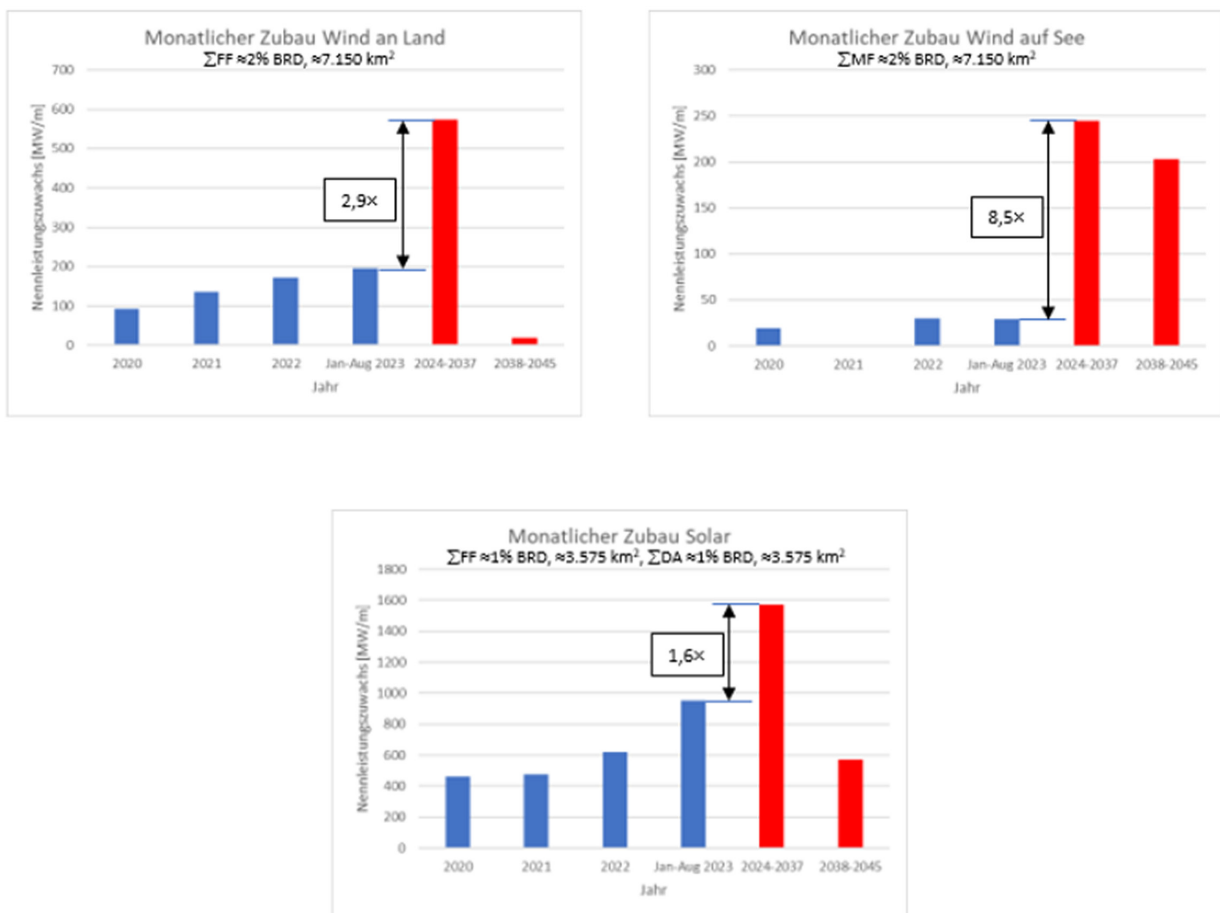


Abb. 2.3: Expansion EE-Kapazitäten: Istwerte und Zielprojektion
 Quelle: BMWK (2023b), Zeitreihen zur Entwicklung der EE in Deutschland, Stand: 2/2023, eigene Berechnungen

³⁸ Vgl. Erwig, H, J. Giesing, J., Marquardt, R.-M. und Schröder, N. (2023), „Ist das Osterpaket eine Mogelpackung“, in: VIK-Mitteilungen, 1/23, S. 35 – 37.

Angesichts dieser Zweifel an der Realisierbarkeit des Ausbautempos haben wir mit Blick auf die Versorgungssicherheit auch große Bedenken, ob ein Vorziehen des Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 sachgerecht ist. Dies gilt umso mehr, als sich mit zunehmenden Kapazitäten in Windenergie- und PV-Anlagen auch die Problematik der dargebotsabhängigen Stromerzeugung vergrößern wird. Angesichts begrenzter Alternativen bedarf es dabei immer mehr regelbarer Kraftwerkskapazitäten in der Hinterhand.³⁹ Da der Zubau von (H₂-ready-)Gaskraftwerken erheblich ins Stocken geraten ist, würde ein früheres Abschalten vorhandener Steinkohlekraftwerke die Back-up- und somit Blackout-Problematik verschärfen. Der Ausbau von Gaskraftwerken sollte daher unbedingt priorisiert werden.

2.2.3.3 Klimaschutzprogramm 2023

Im Juni 2023 hat die Bundesregierung ein umfangreiches „Klimaschutzprogramm“ entworfen. Es erfasst bereits ergriffene, aber auch zukünftige Vorhaben, die sich über nahezu alle klimarelevanten Sektoren erstrecken.

Im Vorwort dieses Programms wird die Dringlichkeit dafür thematisiert: „Die Ausgangslage könnte dabei herausfordernder kaum sein: In nahezu allen Sektoren, das heißt in der Energiewirtschaft, im Verkehr, der Industrie, im Gebäudesektor, in der Abfallwirtschaft, der Landwirtschaft und bei Landnutzung und Forstwirtschaft besteht angesichts der unzureichenden Emissionsreduktion in der Vergangenheit und der daher absehbaren Verfehlung der deutschen und europäischen Klimaschutzziele in den kommenden Jahren dringender Handlungsbedarf.“⁴⁰

Mit Blick auf die sektorspezifischen Maßnahmen verdeutlicht Tab. 2.3 die jeweilige klimapolitische Bedeutung. In der Energiewirtschaft fallen mit gut einem Drittel nach wie vor die meisten Emissionen an. Allerdings verzeichnet dieser Sektor auch überdurchschnittliche Reduktionsfortschritte. Ebenfalls von großer Relevanz sind die Sektoren Industrie und Verkehr. Rund drei Viertel aller Emissionen fallen in diesen drei Bereichen an.

Sektor	in Mt.CO2 Äq.					in v.H.	
	1990	2022	KSG(2021)-Ziel für 2022	KSG-Zielüberschreitung	Reduktion ggü. 1990	Reduktion ggü. 1990	Emissions-Anteil 2022
Energiewirtschaft	475	256	257	-1	219	46,1	34,3
Industrie	279	164	177	-13	115	41,2	22,0
Verkehr	163	148	108	40	15	9,2	19,8
Gebäude	210	112	139	-27	98	46,7	15,0
Landwirtschaft	83	62	67	-5	21	25,3	8,3
Abfall und Abwasser	41	4	8	-4	37	90,2	0,5
Summe	1251	746	756	-10	505	40,4	100,0

Tab. 2.3: Sektorspezifische THG-Emissionen in Deutschland
Quellen: Umweltbundesamt (2023), KSG 2021 und eigene Berechnungen.

³⁹ Vgl. Löffler, M. und Ralf-M. Marquardt (2023), „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“, in: Wirtschaftsdienst, Heft 10, S. 689 - 697 und vgl. Kap. 4.2.5.4.

⁴⁰ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 1.

Klimapolitische Impulse für den emissionsintensivsten Sektor, die Energiewirtschaft, wurden über das „Osterpaket“ und „Energiesofortmaßnahmenpaket“ gesetzt. Darüber hinaus ist im „Klimaschutzprogramm“ vorgesehen:

- Im Industriesektor gilt es vor allem, etablierte aber CO₂-intensive Produktionstechnologien langfristig umzustellen.
 - Dabei zielen die Dekarbonisierungsstrategien vorrangig auf die energieintensive Industrie mit schwer vermeidbaren prozessbedingten THG-Emissionen aus den grundstoffproduzierenden Branchen Stahl, Zement, Kalk, Chemie und Glas ab. Durch finanzielle Förderung hauptsächlich von Pilotanlagen und Klimaschutzverträge, durch Projektförderungen rund um die Wasserstoffwertschöpfungskette sowie durch das perspektivische Konzeptionieren von Leitmärkten sollen wichtige Voraussetzungen für die klimaschonende Umstellung der Produktion geschaffen werden.
 - Darüber hinaus sollen Transformationsimpulse über Finanzanreize für den Aufbau von Elektrolyseuren und verbesserte Abschreibungen von Klimaschutzinvestitionen gesetzt werden.
 - Des Weiteren werden struktur- und industriepolitische Förderprogramme für Schlüsseltechnologien im Transformationsprozess – insbesondere auch in der Batteriezellenfertigung – gesetzt
- Im Verkehrssektor liegt ein besonders akuter Handlungsbedarf vor (vgl. Tab. 1.3). In diesem drittgrößten Emissionssektor haben sich die THG-Emissionen nicht nur gegenüber 1990 mit einem Minus von gut 9% weit unterdurchschnittlich abgebaut, sondern es muss auch mit 40 Mt CO₂-Äq eine deutliche Überschreitung der gesetzlichen Vorgabe aus dem KSG 2021 für das Jahr 2022 konstatiert werden. Das „Klimaschutzprogramm 2023“ stellt mit Blick auf diesen Sektor darauf ab „die Mobilität der Gesellschaft sicherzustellen, eine bedarfsgerechte nachhaltige, effiziente, barrierefreie, intelligente, innovative und sozial gerechte Mobilität zu ermöglichen, die Sicherheit der Logistikketten zu gewährleisten und die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands bei Schlüsseltechnologien der Mobilität zu stärken.“⁴¹ Wichtige Bausteine zur Zielerreichung sind in diesem Programm:
 - Die CO₂-Steuer auf Benzin und Diesel sowie die spätere Integration in ein ETS-2. Die durch das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vorgezeichneten Preiserhöhungen für die Kraftstoffe⁴² sollen ebenso wie das EU-weite Einbeziehen des Luftverkehrs und des beabsichtigten Einbeziehens des Schiffsverkehrs preisliche Anreize für einen Umstieg auf alternative CO₂-freie Antriebsarten setzen.
 - Im Automobilverkehr ist dabei ein wichtiges Ziel, bis zum Jahr 2030 15 Mio. vollelektrische Fahrzeuge im Bestand zu haben. Dazu soll in einem „Masterplan“ die Ladeinfrastruktur u.a. durch gesetzliche Vorgaben für z.B. Verteilernetzbetreiber, Tankstellenbetreiber und Einzelhändlern deutlich verbessert werden.
 - Der Schienenverkehr und der ÖPNV sollen u.a. durch Bereitstellung zusätzlicher öffentlicher Mittel gestärkt werden. Allein für das Schienennetz im Personen- und Güterverkehr wird mit einem Investitionsbedarf bis zum Jahr 2027 in Höhe von rund 45 Mrd. EUR gerechnet. Auch der ÖPNV soll durch Investitionen, bei denen u.a. der ländliche Raum verstärkt einbezogen wird, attraktiver gemacht werden.
 - Das Hochlaufen synthetischer, klimafreundlicher Kraftstoffe soll durch rechtliche und administrative Regelungen sowie durch staatliche F&E-Förderung angereizt werden.
 - Die LKW-Maut soll zum 1. Januar 2024 durch einen CO₂-Aufschlag verteuert werden. Zugleich wird der Anwendungsbereich der LKW-Maut so abgesenkt, dass ihr alle Fahrzeuge ab 3,5 t unterliegen.
 - Öffentliche Fuhrparks – vor allem Nahverkehrsbusse – werden durch das neue „Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz“ so reglementiert, dass neue Fahrzeuge ab 2030 emissionsfrei sind.

⁴¹ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 12.

⁴² Vgl. Bontrup, H.-J., M. Brodmann, C. Fieberg, M. Löffler, R.-M. Marquardt, A. Schneider und A. Wichtmann (2022), Positionspapier aus dem Westfälischen Energieinstitut zur Energie- und Klimawende, Gelsenkirchen, Kap. 2.1.2.

- Auf den Gebäudesektor entfallen rund 15% der THG-Emissionen. Hier soll bis zum Jahr 2030 die Hälfte der Wärmeversorgung klimaneutral erzeugt werden. Zugleich wird angestrebt, über Effizienzsteigerung den Wärmebedarf zu verringern. Eine zentrale Rolle wird dabei dem Einsatz von Wärmepumpen und Niedertemperatur-Wärmenetzen zugeschrieben. Dazu hat die Bundesregierung ein Bündel von Maßnahmen beschlossen. Im Wesentlichen sind zu nennen:
 - Die zunehmende CO₂-Besteuerung von Erdgas und Öl sowie das spätere Einbinden in das ETS-2 sollen preisliche Anreize geben, die fossile Wärmeversorgung durch klimaneutrale Formen zu ersetzen.
 - Eine lange umstrittene Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sieht erstens Regeln für den Einbau neuer Heizungen und den Tausch alter Heizungen vor: Ab 2024 neu eingebaute Heizungen sollen in Neubaugebieten demnach zu mindestens 65% mit EE betrieben werden. Parallel sind die Kommunen verpflichtet die flächendeckende Kommunale Wärmeplanung bis Mitte 2026 (für Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern) bzw. Mitte 2028 (für Kommunen mit weniger als 100.000 Einwohner) zu erstellen.⁴³ Als Alternativen kommen der Anschluss an ein „grünes“ Wärmenetz, Wärmepumpen, Stromdirekt-, Hybrid- oder Solarthermie-Heizungen in Frage. Für den Altbestand an Öl- und Gasheizungen gibt es keine zügige Austauschpflicht, Reparaturen sind zulässig. Im Fall einer „Havarie“ ist jedoch spätestens nach drei Jahren ein Wechsel auf eine zu mindestens 65% regenerativ betriebene Heizung vorgesehen, so dass der zwischenzeitliche Betrieb einer gebrauchten fossilen Heizung möglich ist. Ab 2045 dürfen allerdings zum Beheizen überhaupt keine fossilen Brennstoffe mehr verwendet werden. Flankiert wird das Gesetz mit zeitlich gestaffelten Förderprogrammen insbesondere für den Tausch fossiler Heizungen gegen neue Wärmepumpen, H₂-ready-Verbrennerheizungen. Die Förderung wird aus dem Klima- und Transformationsfonds finanziert, der sich aus den Einnahmen des ETS und den CO₂-Steuereinnahmen speist. Das Gesetz ist unterlegt mit zahlreichen Übergangs- und Härtefallregeln.
 - Zweitens sollten die Anforderungen für Neubauten ab 2025 vom sogenannten EH-55 eigentlich auf den EH-40 Standard angehoben werden. Neue Gebäude hätten dann für eine Genehmigung höchstens 40% der Primärenergie eines Energieeffizienzstandardhauses benötigt. Diese Anforderungen wurden aber auch mit Blick auf die zu schleppenden Neubaufortschritte ausgesetzt.
 - Durch eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung (s.o.) sollen systematisch Potenziale der Nahwärmeversorgung mit regenerativen Energien erschlossen werden. Vorhandene Wärmenetze soll des Weiteren zukünftig klimaneutral betrieben werden.
 - Verschiedene Förderprogramme sollen zudem den Umstieg auf regenerative Energien anreizen. Neben Heizungsinvestitionen sollen so u.a. die energetische Sanierung und Effizienzmaßnahmen sowie energetische Innovationen angereizt werden.
 - Darüber hinaus sollen auch öffentliche Gebäude verstärkt saniert werden.
- Für den Landwirtschaftssektor werden die beabsichtigten Maßnahmen eher sehr allgemein gehalten. Es gelte u.a. die „Entwicklung der Tierbestände (...) an der Fläche (zu) orientieren und (sie) in Einklang mit den Zielen des Klima-, Gewässer- und Emissionsschutzes“⁴⁴ zu bringen, die Energieeffizienz in diesem Sektor zu fördern, die Lebensmittelverschwendung zu reduzieren und eine „pflanzenbetonte“⁴⁵ Ernährungsumstellung anzuregen.
- Darüber hinaus werden im „Klimaschutzprogramm“ CO₂-bindende Maßnahmen zur Landnutzung und Forstwirtschaft auch durch finanzielle Förderung angestoßen. U.a. soll der Waldbestand vermehrt und durch Umbau klimaresilienter werden, Städte sollen „grüner“ und Moorböden wieder vernässt werden.

⁴³ BMWWSB (2023), Gesetz für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung (Entwurf). https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWWSB/DE/kommunale-waermeplanung.html;jsessionid=C8CEE5CBFF-63AFC9BF87B719FA684BF3.2_cid505

⁴⁴ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 20.

⁴⁵ Ebenda, , S. 20.

Ergänzend weist die Bundesregierung in ihrem „Klimaschutzprogramm“ auf die Notwendigkeit des sozialen Zusammenhalts im Zuge des Transformationsprozesses hin: „Damit die Transformation zur Klimaneutralität gelingt, muss sie sozial gerecht und ökonomisch vernünftig ausgestaltet werden. Angesichts der enormen Herausforderungen und der Dringlichkeit müssen Klimaschutz, Wirtschaftspolitik und sozialer Ausgleich stärker als bisher vernetzt betrachtet werden.“⁴⁶ Bausteine sind dabei u.a.:

- Viele Aktivitäten des Staates sollten – außer mit normalen Haushaltsmitteln – mit Hilfe des Sondervermögens „Klima- und Transformationsfonds“ (KTF) finanziert werden, welches im Jahr 2022 aus dem im Jahr 2010 aufgelegten Sondervermögen „Energie- und Klimafonds (EKF)“ hervorgegangen ist. Von 2024 bis 2027 sollten über den KTF knapp 212 Mrd. EUR zur Verfügung gestellt werden.⁴⁷ Der Fonds wird gespeist aus Einnahmen von etwa 19 Mrd. EUR/a aus dem ETS und der nationalen CO₂-Besteuerung. Hinzu kommen knapp 71 Mrd. EUR aus einer Rücklage und weitere gut 9 Mrd. EUR aus einem Einnahmenüberschuss aus dem Jahr 2023. Die Rücklage ihrerseits wurde zu rund 60 Mrd. EUR aus dem Verschieben ungenutzter Haushaltsmittel in Form von Corona-Notkrediten gebildet werden.⁴⁸ Das Bundesverfassungsgericht hat diese Praxis jedoch im November 2023 als verfassungswidrig eingestuft,⁴⁹ so dass nun eine neue Finanzierungsform gefunden werden müssen, wenn nicht einzelne Projekte gestrichen werden sollen. (vgl. Kap. 3.5). Folgende Bereiche sollten in diesem Zeitraum an den Fondsmittel partizipieren und damit u.a. auch akute finanzielle Belastungen mildern:
 - Bürger- und Unternehmensentlastungen: 63,5 Mrd. EUR
 - Gebädeförderung 60,7 Mrd. EUR
 - Aufbau Wasserstoffindustrie: 18,6 Mrd. EUR
 - Förderung Elektromobilität: 13,8 Mrd. EUR
 - Eisenbahninfrastruktur: 12,5 Mrd. EUR
- Sozial gerechte Transformation: Unter diesem Rubrum wird ein grundsätzliches Problembewusstsein signalisiert, konkrete Maßnahmen bleiben aber noch im Ungefähren.
 - In einem ersten Schritt soll ein „Sozialmonitoring Klimaschutz“ aufgebaut werden. Im Zusammenspiel zwischen BMWK und BMAS werden gestützt auf externe Experten regelmäßig „die sozialen Verteilungswirkungen von Klimaschutzmaßnahmen in Zukunft bereits im Zuge der Maßnahmenentwicklung analysiert und die Maßnahmen möglichst sozial gerecht konzipiert.“⁵⁰
 - Überdies zählt die Förderung strukturschwacher Regionen und hier insbesondere der Kohlestandorte zum Maßnahmenkatalog.

⁴⁶ Ebenda, , S. 1.

⁴⁷ Bgl. Bundesregierung (2023), Milliardeninvestitionen in Energiewende, Klimaschutz und Transformation, 9.8.2023, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614>.

⁴⁸ Vgl. hier Urteil BVerfG Handelsblatt (21.6.2023), Verfassungsgericht entscheidet über 60-Milliarden-Trick der Ampel, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/haushalt-verfassungsgericht-entscheidet-ueber-60-milliarden-trick-der-ampel/29216902.html>

⁴⁹ Vgl. Handelsblatt (16.11.2023), Karlsruhe kassiert Haushalt, S.1 und S. 4.

⁵⁰ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 26.

Darüber hinaus wird allgemein angekündigt:

- Das Energieeffizienzgesetz soll sektorübergreifend geschärft werden (vgl. dazu Kap. 1.3)
- Die Kreislaufwirtschaft soll ausgebaut werden.
- Der Fachkräftemangel im Zusammenhang mit den Klimaschutzmaßnahmen ist der Politik bewusst und soll durch Heben in- und ausländischer Potenziale reduziert werden.
- Angestrebt wird zudem eine allgemeine Beschleunigung von Planungen und Genehmigungen im Zusammenhang mit Klimaschutzmaßnahmen: „Hierfür sind insbesondere schnellere und schlankere Verwaltungs-, Planungs- und Genehmigungsverfahren zentrale Voraussetzungen. Verfahren sollen gestrafft und digitalisiert, Doppelprüfungen vermieden und bestehende Hemmnisse abgebaut werden.“⁵¹

2.2.3.4 THG-Wirkung der Politikmaßnahmen

Trotz der umfangreichen Klimaschutz-Anstrengungen sind die ersten Evaluationen der ergriffenen bzw. avisierten Maßnahmen ernüchternd. Bereits im April 2023 wies der Expertenrat für Umweltfragen auf die Gefahr hin, das Klimaziel für 2030 um 40% zu überschreiten.⁵² Tatsächlich wurden im Jahr 2021 im Verkehrssektor 2 Mio. t und im Jahr 2022 9 Mio. t gegenüber den Vorgaben des KSG zu viel emittiert. Im Gebäudesektor waren es im Jahr 2021 5 Mio. t und im Jahr 2022 4 Mio. t. Ähnlich wie wir (vgl. S. 36) kritisierte der Expertenrat vor diesem Hintergrund auch das beabsichtigte Streichen der Ressortverantwortung im KSG.

Aber selbst bei einer Realisierung des „Klimaschutzprogramms 2023“, für die zuvor die Finanzierungsproblematik durch die Verfassungswidrigkeit der Haushaltsplanung zu lösen wäre, droht eine „Klimalücke“. Die Bundesregierung gesteht hier mit Blick auf das Jahr 2030 Defizite ein: „Die Wirkungsabschätzung zu den Maßnahmen dieses Klimaschutzprogramms ergibt unter Berücksichtigung verbleibender Unsicherheiten (u.a. Energiepreisentwicklung) einen sehr deutlichen Minderungsbeitrag. Musste die Bundesregierung zu Beginn dieser Legislaturperiode noch von einer kumulierten Gesamtlücke von über 1100 Mio. t CO₂-Äquivalente im Zeitraum von 2022-2030 ausgehen (Projektionsbericht 2021 und Eröffnungsbilanz des BMWK), so kann bei konsequenter Umsetzung der Maßnahmen dieses Klimaschutzprogramms von einer Verringerung dieser Lücke um etwa 900 Mio. t ausgegangen werden.“⁵³ Im Fazit folgert die Regierung dann auch: „weitere Anstrengungen (sind) aus heutiger Sicht mit hoher Wahrscheinlichkeit notwendig.“⁵⁴

Der Expertenrat für Klimafragen (2023, S. 17f) bestätigt in seiner Stellungnahme zum „Klimaschutzprogramms 2023“ die Bedenken der Bundesregierung: „Überschreitungen der kumulierten Zielerreichungslücke werden demnach für die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr ausgewiesen, Unterschreitungen hingegen für Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft und Sonstige. (...) Die Sektoren Energiewirtschaft, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft und Sonstige weisen in dieser Rechnung eine Unterschreitung des kumulierten Zielpfads nach Klimaschutzgesetz bis 2030 auf, sodass die Überschreitungen in anderen Sektoren teilweise kompensiert werden könnten.“

Im Einzelnen zeichnen sich folgende Entwicklungen mit Blick auf die bis zum Jahr 2030 kumulierten Emissionen gegenüber dem gesetzlichen Zielpfad ab:

- Die Energiewirtschaft wird den Zielpfad wohl um etwa 38 Mt CO₂-Äq. bis 39 Mt CO₂-Äq. unterschreiten. Im Landwirtschaftssektor wird mit einem Unterschreiten in Höhe von bis zu 40 Mt CO₂-Äq., im Bereich der Abfallwirtschaft und Sonstige wird mit einem Unterschreiten um rund 1 Mt CO₂-Äq gerechnet.

⁵¹ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 25.

⁵² Vgl. Expertenrat für Klimafragen (2023), Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023 und Westfälische Nachrichten (17.4.2023), „Expertenrat bemängelt Ampel-Klimapläne“.

⁵³ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 2.

⁵⁴ BMWK (2023), Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung, S. 4.

- Im Verkehrssektor hingegen wird ein Überschreiten in Höhe von bis zu 187 Mt CO₂-Äq, im Industriesektor in Höhe von 51 Mt CO₂-Äq und im Gebäudesektor in Höhe von 35 Mt CO₂-Äq prognostiziert.
- In Summe drohen damit bis zum Jahr 2030 knapp 200 Mt CO₂-Äq zu viel emittiert zu werden.

Im Fazit schließt der Expertenrat (2023, S.7) kritisch: „Der Expertenrat sieht Handlungsbedarf für die Bundesregierung, sowohl hinsichtlich der Verbesserung der Datengrundlage für ihre Klimapolitik als auch bezüglich des Schließens der verbleibenden Ziellücke. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf die von der europäischen Lastenteilung betroffenen Sektoren zu richten, die im Kontext der Novelle des Klimaschutzgesetzes eine gesonderte Betrachtung finden könnten. (...) Der Expertenrat geht davon aus, dass die verbleibende Zielerreichungslücke mit einem Ansatz rein additiver Sammlung weiterer Maßnahmen kaum geschlossen werden kann. Hierzu wäre vielmehr ein zusammenhängendes, in sich schlüssiges und konsistentes Gesamtkonzept erforderlich. Vor dem Hintergrund, dass in der Novelle des Klimaschutzgesetzes die Verantwortung für die Erreichung der Ziele nun von den einzelnen Ministerien auf die Regierung als Ganze verlagert werden soll, ist für die Umsetzung eines Gesamtkonzepts ein entsprechendes Instrumentarium umso wichtiger, das einen übergreifenden Maßnahmenrahmen schafft.“

Position:

Im Gegenüberstellen der Ambitionen und der Maßnahmen wird einmal mehr deutlich, wie sehr sich die klimapolitischen Versäumnisse der Vergangenheit nun rächen: um die gesetzlich und durch internationale Vereinbarungen vorgegebenen Klimaziele noch zu erreichen, ist bereits kurzfristig eine massive Beschleunigung im Abbau der THG-Emissionen erforderlich. Die Bundesregierung hat zwar daraufhin ein umfangreiches Maßnahmenpaket aufgelegt, das endlich auch weit über den Sektor der Energieerzeugung hinausgeht. Dabei sind aber erstens die Unterziele bereits sehr optimistisch geplant. Ob insbesondere der EE-Ausbau wie avisiert wirklich forciert werden kann, ist nicht nur nach unserer Einschätzung fraglich. Zweitens wird aber auch dann, wenn die optimistisch angesetzten Unterziele/Maßnahmen eingehalten werden, das Oberziel der THG-Reduktion selbst nach Einschätzung der Regierung nicht vollständig erreicht. Letztlich handelt es sich dabei um einen Offenbarungseid, dass politisch das Wunschdenken die Oberhand gegenüber dem Realismus gewonnen hat. Umgekehrt bedeutet dies: selbst bei größten Anstrengungen und bestmöglicher Realisierung der Maßnahmen zeichnet sich für die deutsche Klimapolitik eine Zielverfehlung ab.

3 Positionen zu Grundsatzfragen der Transformation

Ordnungspolitisch kann die Transformation auf verschiedenen Wegen angestoßen werden. Grob gesprochen geht es dabei um die Frage, soll der Prozess über den Markt oder den Staat gesteuert werden.

Die Steuerung über den Markt hat den Vorteil, dass der Staat nur die allgemeinen, zur Emissionsreduktion erforderlichen „Spielregeln“ festlegen muss, aber die Entscheidung, wer sich in welcher Form und welchem Umfang zur Emissionsminderung entschließt, jedem Einzelnen überlässt. Es handelt sich mithin um einen liberalen Ansatz, in dem der Markt im Hayek'schen Sinne „entdeckt“, wie sich die Emissionsminderung mit dem geringsten Widerstand und – im Idealfall – zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten umsetzen lässt. Dieser Ansatz wird in der deutschen Politik von der FDP in den Mittelpunkt der Strategie gerückt. Beworben wird er mit der Beschreibung der „Ergebnis- oder Technologieoffenheit“ sowie dem Verzicht auf eine Bevormundung durch den Staat, der in der Folgenabschätzung restriktiverer Maßnahmen und der Beurteilung der dadurch ausgelösten technologischen Zusammenhänge ohnehin überfordert sei. Problematisch ist an dem Ansatz, dass Märkte aus unterschiedlichen Gründen versagen können und eben nicht das erhoffte gesellschaftliche Optimum bewirken. Insbesondere Vermachtungstendenzen und inhärente Verteilungskonflikte zwischen der Kapital- und der Beschäftigtenseite sowie zwischen Arm und Reich, die im Markt üblicherweise zulasten der Schwachen angesteuert werden, sind hier zu erwähnen.

Alternativ könnte der Staat über einen Mix von Auflagen und Verboten u.U. in Verbindung mit Subventionen für Transformationsvorhaben versuchen, das gewünschte Emissionsniveau herbeizuführen. Derartige Eingriffe können sehr einschränkend sein und erzwingen das Herbeiführen von staatlichen Zwischenzielen, die von Kontroll- und Sanktionsmechanismen flankiert werden sollten. Zugleich unterliegen sie aber, wenn die Vorschriften nicht einheitlich über die gesamte Gesellschaft ausgelegt sind, einer staatlichen Willkür bei der gruppenspezifischen Auswahl, wer in welchem Umfang betroffen bzw. bei Subventionen begünstigt ist. Hinzu kommt, dass innerhalb der betroffenen Gruppen, in der Regel alle „über einen Kamm geschoren werden“ und zwar unabhängig davon, wie sehr der Einzelne überhaupt in der Lage ist, die Auflagen zu erfüllen. Zudem sind die Regulierungsmaßnahmen oftmals mit umfangreicher Bürokratie verbunden. Der Staat könnte aber auch direkt zum Produzenten von Energieleistungen werden. Bei Elektrizität, einem volkswirtschaftlichen Basisgut, würde sich dies durchaus anbieten. Der Vorteil wäre hier, dass der Staat nicht nur als „Vermittler“, in der Regel sogar als „Bittsteller“, gegenüber privatwirtschaftlichen Unternehmen und ihren Gewinninteressen auftreten müsste, sondern neben der Strommenge auch die Preise, ohne übertriebene Gewinnansprüche, aussteuern könnte und zudem Herr über den entscheidenden Investitionsprozess würde, der gerade in der Energiewirtschaft einen langfristigen Charakter mit entsprechend langen Amortisationszeiten aufweist.

3.1 Rolle der CO₂-Bepreisung im Transformationsprozess

Bei einer Steuerung über den Markt spielen Preise für die CO₂-Emissionen die zentrale Rolle. Dazu muss das Emissionsrecht aber zunächst zu einem handelbaren Gut gemacht werden. Denn die unbelastete Luft stellt ein typisches Öffentliches Gut dar: es besteht (mehr oder weniger) Nicht-Rivalität im Konsum und Nicht-Exklusion über einen Preis. Da es keinen individuellen Eigentümer der Luft mit entsprechenden Verwertungsrechten gibt, verlangt auch niemand einen Preis. Es gibt so weder einen Anreiz, Emissionen zu vermeiden, noch wäre es individuell sinnvoll, sich hier durch Betreiben von Aufwand oder Hinnahme von Entbehrungen einzuschränken. Das gilt selbst für diejenigen, die erwägen sich aus gesellschaftlicher Verantwortung einzuschränken. Denn sie müssen damit rechnen, dass sie bei primärer Eigennutzorientierung ihrer Mitmenschen eher allein bleiben und keine Vorbildfunktion haben werden. Wenn alle so denken, werden der Belastung der Atmosphäre keine Grenzen gesetzt. Es liegt eine „Rationalitätenfalle“ vor: Die individuelle Rationalität im Streben nach Eigennutz ist nicht vereinbar mit dem, was kollektiv sinnvoll ist. Der Markt versagt bei einer knappheitsorientierten Steuerung der Luftbelastung; besser gesagt: es kommt hier in Ermangelung von Eigentumsrechten überhaupt kein Austausch über den Markt zustande.

Der Ausweg besteht hier vor allem darin, durch Ausspielen der Hoheitsrechte des Staates das Recht der Emission über Steuern oder einen Emissionsrechtehandel zu bepreisen. Erst dann ergibt es aus individueller ökonomischer Sicht Sinn, sich über Einsparmaßnahmen bei Emissionen Gedanken zu machen.

Bei einer CO₂-Besteuerung steht die Belastung von vornherein fest. Dadurch ergibt sich eine gute (betriebswirtschaftliche) Kalkulationsgrundlage, inwieweit sich das Investieren in Emissionsvermeidungstechnologien (z.B. in einen Ersatz einer Gasheizung durch eine Wärmepumpe) rentiert. Damit dabei ein bestimmtes Reduktionsniveau erreicht wird, muss der Preis hoch genug gesetzt werden. Die erforderliche Größenordnung ist allerdings a priori unbekannt, so dass politisch der Emissionsminderungserfolg zunächst ungewiss bleibt. Durch ein Nachsteuern des Steuersatzes in Form eines Trial-and-Error-Prozesses ließe sich im Nachhinein zwar eine höhere Treffsicherheit erzielen. Die Möglichkeit nachträglicher Steuersatzänderungen würde aber zu Lasten der betriebswirtschaftlichen Planbarkeit von Vermeidungsinvestitionen gehen.

Verglichen damit weist die Alternative des Emissionshandels eine hohe Treffsicherheit auf. Hier wird von Vorherein für die einbezogenen Bereiche ein „Cap“ festgelegt, also eine Menge an zulässigen Emissionsrechten. Zu welchem Preis die Rechte erworben werden können, entscheidet sich dann über den Handel mit den Rechten an der Börse, so dass von Vorherein die individuelle Kalkulationssicherheit reduziert ist.

Unabhängig von der Art der Bepreisung – über Steuer oder Emissionshandel – gilt, wer dabei in Vermeidungstechnologien investiert, ist einerseits mit Blick auf die Gesamtwirkung egal und wird andererseits über den Preis so gesteuert, dass die Einzelakteure „freiwillig“ auf der Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse darüber entscheiden. Wem es leicht fällt, wer also Emissionen bei geringem Aufwand vermeiden kann, wird dies gegenüber dem Bezahlen einer Steuer bzw. eines Rechtspreises vorziehen. Dort wo hingegen der Aufwand der Vermeidung hoch ist, wird eher gegen Zahlen des Emissionspreises die Emission unverändert erfolgen. Diese Verteilung der Anpassungslasten ist nicht nur gesamtwirtschaftlich effizient, sondern überlässt jedem Einzelnen die Freiheit der Entscheidung.

Position:

Aufgrund des Effizienzpotenzials und der Vermeidung willkürlicher, gruppenspezifischer staatlicher Eingriffe halten wir das Instrumentarium der CO₂-Bepreisung und hier wiederum wegen der hohen Treffsicherheit beim Emissionsziel den Emissionshandel für grundsätzlich geeignet, um den Transformationsprozess voranzubringen. Allerdings gibt es Einschränkungen:

- In der lange Zeit praktizierten Form war das ETS zu halbherzig angelegt. Es wurden zu wenige Branchen einbezogen und das „Cap“ war zu vorsichtig bemessen. Insofern begrüßen wir die schrittweise Ausweitung auch auf andere Sektoren und die deutlichere Kappung der Emissionsrechte.
- Die in einzelnen Bereichen des ETS kostenlose Zuteilung der Rechte lehnen wir ab. Sie haben zu einem Weiterreichen von lediglich kalkulatorischen Kosten in den Endpreis geführt und, da keine pagatorischen Kosten entstanden sind, enorme leistungslose Windfall-Profits der begünstigten Unternehmen zu Lasten der Verbraucher bewirkt.
- Zur Vermeidung des „Carbon-Leakages“, einer durch die erhöhten Produktionskosten innerhalb der EU bedingten Produktionsverlagerung ins Ausland über einen Standortwechsel oder über Marktanteilsverluste an nicht von einer CO₂-Bepreisung betroffene internationale Konkurrenten also, bedarf es möglichst rasch einer Grenzausgleichsbesteuerung wie von der EU-Kommission geplant. Allerdings wäre die Kehrseite einer solchen Besteuerung, dass die Bezieher von verteuerten Importen im Unternehmenssektor mit höhere Vorleistungskosten belastet werden und dadurch ihrerseits Wettbewerbsnachteile gegenüber internationalen Konkurrenten erleiden könnten.

- Die Idee des Emissionshandels weist zwar eine theoretische Eleganz auf, ist in der praktischen Umsetzung aber auch kein Wunder- und Allheilmittel.⁵⁵
 - Ein großes Problem ist, dass die Preisfindung für die Emissionsrechte dem Markt überlassen wird. Dadurch besteht insbesondere bei Spekulationswellen an der Börse die Gefahr hoher Preisvolatilität, wodurch wiederum die Kalkulationssicherheit der Wirtschaftlichkeitsrechnung für Investitionen in Vermeidungstechnologien beeinträchtigt wird. Dies gilt umso mehr, als es sich häufig um großvolumige Investitionsvorhaben mit einer langen Amortisationsdauer handelt. Nachträgliche Preisänderungen können hier die Vorteilhaftigkeit einer Investition rückwirkend komplett beseitigen. Die vermeintliche Effizienz der Lastenverteilung durch die CO₂-Bepreisung entpuppt sich dann im Nachhinein möglicherweise als Wunschdenken. Diese Gefahr antizipierend kann es dann bei Unternehmen und privaten Haushalten zu investiver Zurückhaltung kommen.
 - Das Instrument setzt auf das wirtschaftliche Rationalkalkül der Akteure. In der Lebenswirklichkeit von privaten Haushalten und von einzelnen kleinen Unternehmen besteht die Gefahr, dass dies zuweilen unberücksichtigt bleibt. Beispielsweise dürfte es nicht ausreichen, allein auf die Wirkung der CO₂-Steuer zu setzen, um rechtzeitig einen Austausch alter fossiler Heizungen herbeizuführen.
 - Selbst wenn bei privaten Haushalten ein Rationalkalkül unterstellt werden könnte, ist zu berücksichtigen, dass diese aufgrund der Sterblichkeit anders als Kapitalgesellschaften nur einen begrenzten Planungshorizont haben. Selbst wenn sich beispielsweise bei hohen CO₂-Steuern der Austausch von Ölheizungen gegen Wärmepumpen über deren Lebensdauer hinweg per se rechnen würde, heißt dies noch lange nicht, dass sich der Austausch auch für ältere Menschen noch lohnt. Insofern ist die im GEG (2023) § 6 Abs. 3 vorgesehene Ausnahmeregelung von der Austauschpflicht bei nachzuweisender unbilliger (auch altersbedingter) Härte naheliegend.
 - Darüber hinaus muss man sich das Rationalverhalten erst einmal leisten können: selbst wenn es sich rentiert, in Vermeidungstechnologien zu investieren, ist zunächst Eigen- oder Fremdkapital aufzubringen. Gerade private Haushalte haben hier oftmals das Problem, im Vorfeld nicht genügend Eigenkapital aufgebracht und zugleich nur einen begrenzten Zugang zu Fremdkapital zu haben. Die im Zuge der GEG-Novelle geplante Ausweitung von Investitionskostenzuschüssen und zinsvergünstigten KfW-Krediten ist vor diesem Hintergrund eine sinnvolle Maßnahme.
 - Das Instrument fokussiert nur auf bereits vorhandene Vermeidungstechnologien. Ohne ergänzende Technologieförderung (Subventionen) schafft es das ETS alleine nicht, zukunftssträchtigen, aber noch nicht ausgereiften und daher aktuell noch teuren Ausweichtechnologien zum Durchbruch zu verhelfen (vgl. Kap. 3.3).

3.2 Industriestrompreise

Deutsche Unternehmen müssen auch als Folge der noch nicht abgeschlossenen Energiewende überdurchschnittlich hohe Strompreise bezahlen. So weist beispielsweise die deutsche Industrie mit 18,60 ct/kWh die vierthöchsten Preise in Europa auf (vgl. Abb. 3.1).

⁵⁵ Diese Einschätzung teilt auch der Wissenschaftliche Beirat beim BMWK (2023, S. 7), Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge. Er argumentiert dort: „... dass der CO₂-Preis allein, selbst wenn er global einheitlich und in Höhe der sozialen Kosten der CO₂-Verschmutzung erhoben würde, nicht ausreichen würde, um alle Ursachen des Marktversagens beim Klimaschutz zu korrigieren.“

Zusammensetzung des Strompreises im europäischen Vergleich

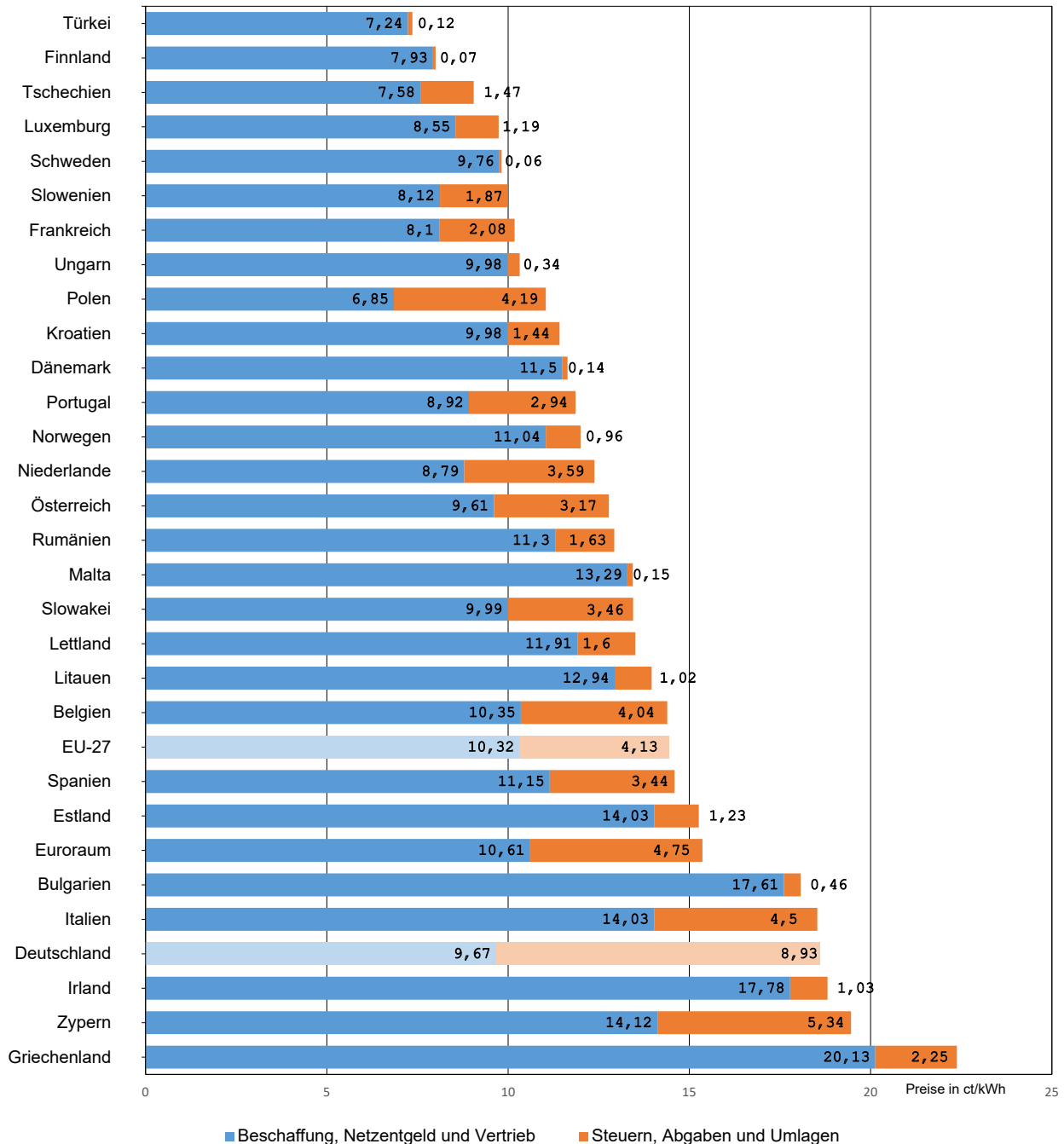


Abb. 3.1: Industriestrompreise (2021) im europäischen Vergleich
 Quelle: BDEW und Ernst & Young (2023), Fortschrittsmonitor 2022, S. 20 und eigene Darstellung.

Stromintensive Industriebranchen, hier insbesondere große Konzerne, fordern daher von der Bundesregierung, dass man ihnen den Strompreis subventioniert, ansonsten seien sie international nicht mehr wettbewerbsfähig, müssten ihre Produktion in Deutschland einstellen und ins Ausland abwandern. Es käme zu drastischen Arbeitsplatzverlusten. Diese Forderung wird beispielsweise auch von der IG Metall als Industriegewerkschaft unterstützt. Sie hatte sogar zu einer bundesweiten Aktionswoche vom 25. bis 29. September 2023 in Berlin für eine Stromsubvention der Industrie aufgerufen.⁵⁶ Die Arbeit- und die Kapitaleseite schließen sich hier zu einer Koalition zusammen, in der man gemeinsam Kosten externalisieren und der Umwelt zu Lasten der Gesellschaft aufladen will, obwohl man sich ansonsten antagonistisch gegenübersteht.

Zunächst einmal gilt für jede Subvention,⁵⁷ egal wer diese gegenleistungsfreie Schenkung erhält, dass andere in einer Volkswirtschaft dafür arbeiten müssen. Der Subventionsgeber Staat wirkt hier nur als Umverteiler einer gesellschaftlich arbeitsteilig zu leistenden menschlichen Arbeit. Dazu muss der Staat das Ergebnis der Arbeit besteuern. Hier ist es immer wieder erstaunlich, dass dieser ökonomische Tatbestand nicht bedacht oder bewusst verdrängt wird. Trotzdem müssen wir aber konstatieren, dass es in einer Volkswirtschaft auch Argumente für Subventionen gibt.

Viele gesellschaftliche Basisinnovationen wären ohne anfängliche Subventionen nicht möglich gewesen. Das gilt auch für die Anfänge der weltweiten Elektrifizierung und heute für die Energiewende, bei der energie- und stromintensive Unternehmen in Deutschland sowohl bei der CO₂-Bepreisung durch Zertifikate als auch im EEG von Umweltkosten massiv entlastet werden. So bekommt beispielsweise Thyssenkrupp Steel, wohl noch immer etwa 80% der staatlichen CO₂-Zertifikate gratis, erst ab dem Jahr 2035 muss das Unternehmen jedes Zertifikat voll bezahlen. Und um die rund 20 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr drastisch zu verringern, das sind etwa 2,5% der gesamten deutschen CO₂-Emissionen, hat Thyssenkrupp Steel jetzt auch noch 2 Mrd. Euro an Subvention zur Umstellung eines von vier Stahlwerken auf eine Direktinduktionsanlage erhalten (vgl. Kap. 3.3).

Nun sollen solche Unternehmen auch noch Entlastungen beim Strompreis erhalten. Bundeskanzler Olaf Scholz (SPD) sagte beim Unternehmertag in NRW im August 2023 allerdings, eine Dauersubvention der Industriestrompreise mit der Gießkanne „können wir uns nicht leisten und wird es deshalb auch nicht geben.“ Sie sei „ökonomisch falsch, fiskalisch unsolid und würde sicherlich auch falsche Anreize setzen.“⁵⁸ Unternehmerpräsident Arndt Kirchhoff betont dagegen, „dass bei den gegenwärtigen Strompreisen energieintensive Branchen hierzulande nicht mehr investieren könnten. Dabei gehe es nicht nur um Großkonzerne, sondern auch um Mittelständler aus der Chemie-, Papier- oder Metallindustrie. Deshalb müsse schnell ein international wettbewerbsfähiger Strompreis von vier bis sechs Cent kommen. Im NRW-Handwerk hält man eine solche staatliche Preisdeckelung für bestimmte Branchen hingegen für Selbstbetrug. Es werde dadurch zu immensen Wettbewerbsverzerrungen auf Kosten des Handwerks und der privaten Verbraucher kommen.“⁵⁹

Was ist aus wissenschaftlicher Sicht dran, an diesen Meinungen? Die Antwort fällt komplex aus, weil innerhalb des Unternehmenssektors die Strompreiserhöhungen für alle Unternehmen zu unterschiedlichen Belastungen führen. Der Grad der Betroffenheit wird dabei vorrangig geprägt

- von der unmittelbaren Abhängigkeit einer Branche von Stromzulieferungen (direkter Kostenaspekt),
- von der Abhängigkeit von Zulieferern, die aufgrund gestiegener Strompreise ihre eigenen Preise erhöhen (indirekter Kostenaspekt),
- und von dem Ausmaß, in dem die Unternehmen im internationalen Wettbewerb mit Konkurrenten stehen, die keine vergleichbaren Belastungen verkraften müssen und womöglich von ihren Regierungen noch subventioniert werden.

⁵⁶ Vgl. IG Metall (2023), „Brückenstrompreis JETZT! Arbeitsplätze sichern“, Internetabruf vom 4. September 2023

⁵⁷ Zum Subventionsbegriff, Subventionsformen und Wirkungen sowie Subventionsregelungen vgl. Andel, N. (1988), *Subvention*, in: *Handwörterbuch der Wirtschaftswissenschaft (HdWW)*, Bd. 7, Stuttgart, New York 1988, S. 491-510.

⁵⁸ Vgl. Blasius, T., *Industriestrompreis: Kritik an Scholz. Kanzler will keine subventionierte Energie für einige Betriebe. Widerspruch von Schwarz-Grün*, in: *WAZ* vom 18. August 2023

⁵⁹ Blasius, T., *Industriestrompreis*, a.a.O.

Hinzu kommt unabhängig vom Grad der Auslandskonkurrenz die grundsätzliche Problematik, dass bei einer Kostenabwälzung der Absatz in Abhängigkeit von der Preiselastizität der Nachfrage rückläufig ist. Mittel- und langfristig gilt sicherlich auch zu berücksichtigen, inwieweit stromintensive Unternehmen mit vertretbarem Aufwand bislang noch ungenutzte Einsparmöglichkeiten beim Stromverbrauch mobilisieren können, um so in Form einer Substitution ihre Belastung zu verringern. Und nicht zuletzt entfalten Preissubventionen im Hinblick auf eine eigentlich angezeigte Verbrauchsreduktion beim Strom kontraproduktive Wirkungen.

Käme es aber tatsächlich, wie behauptet, auf Grund der Strompreissteigerungen zu Produktionsverlagerungen ins Ausland, so erwiese sich die Energiewende als kontraproduktiv. Direkte produktionswirtschaftliche Einbußen mit entsprechenden indirekten Multiplikator-Effekten auf vor- und nachgelagerte Wirtschaftssektoren wären die Folgen, ohne ökologische Fortschritte erreicht zu haben. Denn die Produktion fände dann im Ausland und damit in einem Umfeld statt, in dem die deutsche bzw. EU-Energiewende nicht greift oder auch nur nicht konsequent genug umgesetzt wird. Die Emission schädlicher Treibhausgase verringerte sich nicht, sie ginge nur von anderen Regionen – möglicherweise sogar noch intensiver – aus.

Diese Ableitung und Überlegung fand bereits Berücksichtigung bei der Einführung des Europäischen Emissionshandels (ETS). Mit dem Hinweis auf ein „Carbon Leakage“ wurden einzelne energieintensive Branchen aus dem Emissionshandel ausgeklammert. Um die Konkurrenzfähigkeit der am ETS teilnehmenden Branchen oder Teilsektoren sicherzustellen und so einer Verlagerung von CO₂-Emissionen außerhalb des ETS entgegenzuwirken, erhalten deshalb die betroffenen Branchen einen spezifischen Anteil an kostenlosen Emissionshandelszertifikaten. Darüber hinaus kann dem indirekten Carbon-Leakage-Risiko bei ausgewählten Branchen – dies betrifft zum Teil auch nicht selbst am ETS teilnehmende Sektoren – durch direkte Zahlung einer Strompreiskompensation nach Maßgabe entsprechender Leitlinien der Europäischen Kommission begegnet werden.

Mit Blick auf die Kostenbelastung durch erhöhte Strompreise sind weiter prinzipiell zwei Wirkungskanäle zu unterscheiden. Auf der einen Seite werden Unternehmen unmittelbar dadurch getroffen, dass sie für ihren Strombezug höhere Preise zu zahlen haben. Auf der anderen Seite sind aber auch noch indirekte Effekte zu berücksichtigen. Denn ein Unternehmen sieht sich dadurch mit weiteren Kostenbelastungen konfrontiert, dass im Produktionsprozess Zulieferungen aus Branchen bezogen werden müssen, die zuvor selbst einen Strompreisanstieg zu verkraften hatten und diesen durch höhere Preise an ihre Abnehmer weiterreichen.

Eine Industriestrompreis-Subvention ist allenfalls für Unternehmen zu rechtfertigen, die

- von der unmittelbaren Abhängigkeit einer Branche von Stromzulieferungen (direkter Kostenaspekt),
- von der Abhängigkeit von Zulieferern, die aufgrund gestiegener Strompreise ihre eigenen Preise erhöhen (indirekter Kostenaspekt),
- und von dem Ausmaß, in dem die Unternehmen im internationalen Wettbewerb mit Konkurrenten stehen, die keine vergleichbaren Belastungen verkraften müssen und womöglich von ihren Regierungen noch subventioniert werden.

Hinzu kommt unabhängig vom Grad der Auslandskonkurrenz die grundsätzliche Problematik, dass bei einer Kostenabwälzung der Absatz in Abhängigkeit von der Preiselastizität der Nachfrage rückläufig ist. Mittel- und langfristig gilt sicherlich auch zu berücksichtigen, inwieweit stromintensive Unternehmen mit vertretbarem Aufwand bislang noch ungenutzte Einsparmöglichkeiten beim Stromverbrauch mobilisieren können, um so in Form einer Substitution ihre Belastung zu verringern. Und nicht zuletzt entfalten Preissubventionen im Hinblick auf eine eigentlich angezeigte Verbrauchsreduktion beim Strom kontraproduktive Wirkungen.

Käme es aber tatsächlich, wie behauptet, auf Grund der Strompreissteigerungen zu Produktionsverlagerungen ins Ausland, so erwiese sich die Energiewende als kontraproduktiv. Direkte produktionswirtschaftliche Einbußen mit entsprechenden indirekten Multiplikator-Effekten auf vor- und nachgelagerte Wirtschaftssektoren wären die Folgen, ohne ökologische Fortschritte erreicht zu haben. Denn die Produktion fände dann im Ausland und damit in einem Umfeld statt, in dem die deutsche bzw. EU-Energiewende nicht greift oder auch nur nicht konsequent genug umgesetzt wird. Die Emission schädlicher Treibhausgase verringerte sich nicht, sie ginge nur von anderen Regionen – möglicherweise sogar noch intensiver – aus.

Diese Ableitung und Überlegung fand bereits Berücksichtigung bei der Einführung des Europäischen Emissionshandels (ETS). Mit dem Hinweis auf ein „Carbon Leakage“ wurden einzelne energieintensive Branchen aus dem Emissionshandel ausgeklammert. Um die Konkurrenzfähigkeit der am ETS teilnehmenden Branchen oder Teilsektoren sicherzustellen und so einer Verlagerung von CO₂-Emissionen außerhalb des ETS entgegenzuwirken, erhalten deshalb die betroffenen Branchen einen spezifischen Anteil an kostenlosen Emissionshandelszertifikaten. Darüber hinaus kann dem indirekten Carbon-Leakage-Risiko bei ausgewählten Branchen – dies betrifft zum Teil auch nicht selbst am ETS teilnehmende Sektoren – durch direkte Zahlung einer Strompreiskompensation nach Maßgabe entsprechender Leitlinien der Europäischen Kommission begegnet werden.

Mit Blick auf die Kostenbelastung durch erhöhte Strompreise sind weiter prinzipiell zwei Wirkungskanäle zu unterscheiden. Auf der einen Seite werden Unternehmen unmittelbar dadurch getroffen, dass sie für ihren Strombezug höhere Preise zu zahlen haben. Auf der anderen Seite sind aber auch noch indirekte Effekte zu berücksichtigen. Denn ein Unternehmen sieht sich dadurch mit weiteren Kostenbelastungen konfrontiert, dass im Produktionsprozess Zulieferungen aus Branchen bezogen werden müssen, die zuvor selbst einen Strompreisanstieg zu verkraften hatten und diesen durch höhere Preise an ihre Abnehmer weiterreichen.

Eine Industriestrompreis-Subvention ist allenfalls für Unternehmen zu rechtfertigen, die

- selbst stromintensiv produzieren und ihren eingekauften Strom bzw. dessen Preissteigerungen nicht am Absatzmarkt weitergeben können
- und/oder Vorleistungen von stromintensiv produzierenden Anbietern beziehen, sofern letztere in der Lage sind, ihren Kostenanstieg auf ihre Preise zu überwälzen.

In einer komplexen branchenbezogenen Analyse ist eine solche holistische Untersuchung von direkten und indirekten (sekundären) Strompreiserhöhungen auf Basis eines Input-Output-Modells von Bontrup und Marquardt vorgenommen worden. Dabei wurden auch gesamtwirtschaftliche Kreislaufzusammenhänge beachtet.⁶⁰ Das Ergebnis – separiert nach direkten Primär- und indirekten Folgeeffekten – zeigt, dass sich unter Berücksichtigung der indirekten Folgewirkungen gegenüber der reinen direkten Wirkung der Mittelwert des gesamten prozentualen Vorleistungskostenanstiegs nach einem 10-prozentigen Strompreisimpuls auf 0,42% verdoppelt, während der Median auf 0,28% zulegt. Oberhalb des Medians befinden sich vorrangig Wirtschaftszweige aus dem Produzierenden Gewerbe. 23 Branchen gehören dazu, wovon 18 dem Verarbeitenden Gewerbe zuzurechnen sind. Im Durchschnitt über jede einzelne Branche ergibt sich nach einem 10-prozentigen Strompreisimpuls eine Gesamtkostenwirkung von 0,75 Euro je 100 Euro an eigener Wertschöpfung. In den oberen 15 Branchen nehmen die Relationen allerdings exponentiell zu und steigen in der Stahlindustrie auf bis zu 5 Euro Gesamtkostenzuwachs je 100 Euro Wertschöpfung an. „Den hier an der Belastungsspitze stehenden Branchen – neben der Stahlindustrie beispielsweise die Hersteller von Nichteisenmetallen, Kokereien und Hersteller von Mineralölerzeugnissen, Gasversorger, Papierhersteller und die Chemieindustrie – ist gemeinsam eine hohe unmittelbare Stromabhängigkeit, eine hohe Abhängigkeit von solchen Zulieferern, die durch den Strompreisanstieg ihre eigenen Preise erhöhen mussten sowie ein vergleichsweise geringer Wertschöpfungsanteil im Produktionswert.“⁶¹

⁶⁰ Vgl. dazu ausführlich Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M. (2015), *Die Energiewende, Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen*, Köln, S. 74-116

⁶¹ Ebenda, S. 99

Unter Berücksichtigung unterschiedlicher Nachfrageelastizitäten gibt es dann aber doch abweichende Ergebnisse. Je geringer hier die Nachfrageelastizität bei gegebener Kostenwirkung ist, umso weniger Belastungen sind auf die Wertschöpfung zu verzeichnen. Je stärker dagegen die Nachfrageelastizität ausfällt, umso problematischer wird eine gegebene Kostensteigerung für die jeweilige Branche ausfallen. Vollends problematisch wird es, wenn sich eine Branche gegen starke internationale Wettbewerber behaupten muss, die nicht mit den unilateralen Folgekosten der Energiewende konfrontiert werden. Hier ergeben sich selbst bei geringer Nachfrageelastizität erhebliche Verteilungsverluste.

Hierbei zeigt sich im empirischen Befund, dass Branchen mit einer hohen Energie- und Handelsintensität durch einen Wegfall bisheriger Entlastung oder durch neue allgemeine Strompreisbelastungen zweifellos im Unternehmenssektor große Verlierer der Energiewende“ wären. Bei ihnen machte sich die Kostenbelastung stark bemerkbar und dies wäre umso problematischer, als die Unternehmen aufgrund des überdurchschnittlich hohen internationalen Wettbewerbsdrucks den Kostenanstieg kaum durch höhere Preise weiterreichen könnten. Nennenswerte Einbußen bei der Wertschöpfung wären die Folge. Konkret reduzierten sich durch die verringerte Verteilungsmasse die Gewinne, die Arbeitsentgelte und auch die Abführungen an den Staat. Die Gefahr eines ‚Green Electricity Leakages‘ durch Verlagerung eines Teils der Produktion oder Produktionsverluste an das Ausland ist hier besonders hoch, so dass durchaus eine besondere Schutzwürdigkeit vor den Folgen der Energiewende angezeigt wäre.⁶²

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat aktuell die Forderung nach einer Industriestrompreis-Subventionierung in unterschiedlichen makroökonomischen Szenarien-Rechnungen untersucht, und bestätigt im Wesentlichen unseren Befund. Fazit: „Breite Industriestrompreise sind nicht sinnvoll.“ Es kommt in der Industrie allgemein „zu keinem großen Kostenanstieg im Verhältnis zur Wertschöpfung. Nur wenige Unternehmen in einigen eng definierten Teilbranchen haben einen hohen Kostenschok zu verzeichnen. Außerdem würde ein Industriestrompreis für diese sehr stromintensiven Teilbranchen zwar Kostensteigerungen dämpfen, aber die Unternehmen nicht komplett entlasten.“⁶³

Position:

Zur Ermittlung schützenswerter Branchen oder in Ausnahmefällen von Unternehmen schlagen die Autoren vor, dies auf Basis einer wertschöpfungs-basierten Rechnung vorzunehmen (vgl. dazu ausführlich den Anhang 6.4 („Wertschöpfungs-basierte Rechnung“)). Hierzu sind bestimmte Wertschöpfungskennziffern als Indikatoren und deren jeweiligen Höhen im Vergleich zu nicht subventionierten Branchen und Unternehmen festzulegen.

Um die Kennziffern zu bestimmen, muss der jeweilige Wirtschaftsverband, der eine Subvention fordert, alle branchenbezogenen Markt-daten der Marktneben- und -gegenseite einem überprüfenden Gremium, bestehend aus Wissenschaftlern, angesiedelt beim Bundeswirtschaftsministerium, zur Verfügung stellen und alle zur Branche gehörenden Unternehmen müssen ihre Bilanzen, Gewinn- und Verlustrechnungen sowie Kapitalflussrechnungen dem Gremium offenlegen. Dazu gehören auch sämtliche Beschäftigtenzahlen und Brutto- und Nettoarbeitszeiten sowie geplanten Investitionen. Aus der Auswertung dieser gesamten Daten kann dann das Gremium einen Branchendurchschnitt auf Basis der folgenden Kennziffern ermitteln:

- Materialintensität
- Rohertragsquote
- Personalintensität
- Lohnquote
- Mehrwertquote
- Kapitalrentabilität
- Eigen- und Gesamtkapitalrentabilität
- Innenfinanzierungsquote

⁶² Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., *Die Energiewende, a.a.O.*, S. 114

⁶³ Vgl. Bernhard, L., Duso, T., Sogalla, R. und Schiersch, A. (2023), *Breiter Industriestrompreis ist kein geeignetes Entlastungsinstrument*, in: *DIW-Wochenbericht Nr. 38/2023*, S. 514

Ob dann eine Strompreissubventionierung für die ganze Branche oder vielleicht auch nur für einzelne Unternehmen der Branche notwendig ist, die ohne eine Subventionierung dem wirtschaftlichen Untergang geweiht wäre oder einzelne Unternehmen mit kontraproduktiven Konzentrationsfolgen für die Branche als submarginaler Anbieter aus dem Markt ausscheiden müssten, wäre dann objektiv überprüfbar. Nur wenn Unternehmen in den Branchen mit allen Kennziffern, die sich betriebswirtschaftlich interdependent verhalten, weit (ca. 15-20%) unter dem Durchschnittswert der Branche liegen, dürfte es hier zu einer Subventionierung eines Unternehmens kommen.

Auch für eine Subventionierung einer ganzen Branche gelten hier die oben genannten Kennziffern. Aber hier werden für die Kennziffern Maximalwerte festgelegt. Liegen dabei die Materialintensität über 70% und die Rohertragsquote unter 30% sowie die um Abschreibungen berichtigte Lohnquote über 85% und in Folge die Mehrwertquote unter 15%, so wären erste Indikationen für eine Subventionierung gegeben. Diese reichen aber noch nicht. Hinzukommen müsste dort noch eine Kapitalrentabilität, wo die Eigenkapitalrendite unter 5% und die Gesamtkapitalrendite negativ ist. Dies würde keine hinreichende Innenfinanzierungsquote von mindestens 90% möglich machen, die aber gerade bei langfristig angelegten Energieinvestitionen mit hohen Amortisationszeiten notwendig ist.

3.3 Differenzverträge und „Grüne Leitmärkte“

In vielen Industrieprozessen muss im Zuge der Transformation technologisches Neuland betreten werden. Technologisch bewährte, aber CO₂-intensive Produktionsverfahren sollen dabei durch emissionsarme oder -freie Verfahren ersetzt werden. Das betrifft insbesondere die Grundstoffproduktion, wie die Erzeugung von Stahl, viele Bereiche der Chemie- und der Zementindustrie.

Die neuen Alternativen befinden sich in einem frühen Entwicklungs- und Ausbaustadium, so dass die Lernkurven kaum fortgeschritten sind, hohe Fix- und variable Kosten anfallen. Das betrifft sowohl den eigentlichen Produktionsprozess als auch die Produktion von Maschinenzulieferern oder vor allem von Zulieferern des „grünen Wasserstoffs“.

Diejenigen, die hier als technologische „Pioniere“ voranschreiten, sind daher zunächst mit hohen Kosten konfrontiert und erfahren im Wettbewerb mit Konkurrenten, die unverändert auf traditionelle Verfahren setzen, enorme Kostennachteile.

Diese Kostennachteile werden zumindest kurz- und mittelfristig nicht durch Vorteile in der CO₂-Bepreisung durch den Zertifikatehandel oder Steuern ausgeglichen. Wenn überhaupt wird sich dies erst längerfristig mit einer steigenden CO₂-Bepreisung ändern bzw. es werden erst längerfristig keine Alternativen mehr zur einer „grünen Produktion“ zugelassen.

Unternehmensstrategisch stellt sich daher die Frage, ob voranpreschende Unternehmen bis zu diesem Zeitpunkt, an dem auch andere technologisch umschwenken, weil keine Alternative mehr besteht oder weil konventionelle Verfahren inzwischen zu teuer geworden sind, wirtschaftlich überhaupt durchhalten. Angesichts dieser Problematik besteht hinsichtlich der Investitionsentscheidung in eine neue Technologie, die sich erst langfristig amortisieren wird und deren Kostensenkungspotenzial nur schwer einzuschätzen ist, ein Attentismus-Problem: wer zuerst in den Verfahrenswechsel investiert, könnte auch zuerst von den Konkurrenten verdrängt werden und hat hinterher gar nicht mehr die Möglichkeit, seinen Erfahrungsvorteil bei der neuen Technologie im Wettbewerb auszuspielen. Wer zuerst investiert, muss zugleich auch die Finanzkraft haben, eine lange Durststrecke zu überstehen.

Diese Befürchtung ist aus Sicht deutscher Unternehmen umso relevanter, je stärker sie in einem ausgeprägten internationalen Wettbewerb stehen und je angebrachter die Skepsis ist, dass die Politik in den Konkurrenzländern im Zweifelsfall mit Blick auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze letztlich doch Abstriche an den eignen klimapolitischen Ambitionen macht. Die Problematik ist damit ähnlich gelagert wie in der Industriestrompreisdebatte (vgl. Kap. 3.2)

Zur Überwindung dieser Attentismus-Problematik bieten sich Differenzverträge an, die bilateral und projektbezogen zwischen einzelnen Unternehmen und dem Staat geschlossen werden. Bei Differenzverträgen übernimmt der Staat die Differenz zwischen den zunächst höheren Kosten bei der Produktion mit der neuen CO₂-armen und der günstigeren traditionellen Technologie. Das gilt sowohl für die Fixkosten bei Neuinvestitionen als auch für die operativen Kosten im Produktionsprozess. Wettbewerbsnachteile durch den klimapolitisch erwünschten Technologiewechsel sollen so neutralisiert werden, auch

um Arbeitsplätze und Wertschöpfung zu erhalten. Durch Lernkurveneffekte und zunehmende Skaleneffekte bei Zulieferern (insbesondere von grünem Wasserstoff) werden die Kosten der neuen Technologie im Laufe der Jahre immer günstiger, während zugleich die Kosten der konventionellen Produktionsweise durch die steigende CO₂-Bepreisung immer weiter ansteigen. Damit verringert sich – sofern die Differenzverträge dynamisch gestaltet sind und nicht nur die Status-quo-Differenz abbilden – zunächst der staatliche Förderbetrag, u.U. kippt dabei längerfristig die Belastungsrelation sogar. Sobald die neue Technologie günstiger ist als die alte, sind die zuvor unterstützten Unternehmen verpflichtet, den dann entstehenden Kostenvorteil an den Staat zu überweisen und damit die vorherige Fördersumme zu begleichen.

Bei Differenzverträgen geht es daher nicht um traditionelle Industriepolitik, die darauf abstellt, einseitig Wettbewerbsvorteile für ausgewählte heimische Industriezweige mit der Gefahr herbeizuführen, dass das Ausland reagiert und ordnungspolitisch ein „race-to-the-bottom“ ausgelöst wird.⁶⁴ Stattdessen, so auch der Wissenschaftliche Beirat (2023, S.8) „geht es (...) um die Förderung klimafreundlicher Technologien, die auch Ländern zugutekommen, die keinen CO₂-Preis erheben. Die staatliche Förderung ist hier weniger kritisch zu sehen, weil sie zum gemeinsamen Ziel des Klimaschutzes beiträgt.“ Es handelt sich mithin um eine „missionsorientierte (...) Industriepolitik“ (Wissenschaftlicher Beirat 2023, S. 12).

Dabei besteht angesichts der Machtkonstellationen aber immer die Gefahr der staatlichen Willkür, des Lobbyeinflusses und der Überförderung. Der Wissenschaftliche Beirat (2023, S.12) warnt diesbezüglich: „Etablierte Unternehmen werden immer bestrebt sein, den Staat zum Schutz ihrer eigenen Interessen gegen unliebsamen Wettbewerb zu missbrauchen. Diese Gefahr ist in der Grundstoffindustrie besonders groß. (...) Gleichzeitig wäre eine strukturkonservierende Politik sehr teuer, wenn die Unternehmen bei mangelndem Wettbewerb systematisch überfördert werden.“

Darüber hinaus könnten auch „Grüne Leitmärkte“ geeignet sein, die Attentismus-Problematik aufzulösen und ein Voranpreschen bei der Einführung der kostspieligeren neuen Technologie zu unterstützen. Bei Leitmärkten geht es darum, die Nachfrage nach speziell mit grüner Technologie produzierten Gütern durch staatliche Maßnahmen zu fördern, obwohl sie einen Kostennachteil aufweisen. Dazu sind folgende Alternativen denkbar:⁶⁵

- Der Staat verpflichtet sich selbst, bei der Nachfrage in vordefinierten Bereichen nur auf CO₂-frei bzw. CO₂-arm produzierte Güter zuzugreifen. Beispielsweise könnte er bei öffentlichen Bauten nur den Einsatz von „Grünstahl“ zulassen. Der Kostennachteil wird damit dabei die Steuerzahler abgewälzt.
- Für die Produktion vordefinierter Güter werden Quoten für den Einsatz klimaneutral produzierter Produkte gesetzlich vorgeschrieben. So könnte beispielsweise für die Automobilindustrie vorgegeben werden, dass ein vorab bestimmter, u.U. im Zeitablauf auch ansteigender Anteil des eingesetzten Stahls klimaneutral hergestellt worden sein muss. Der damit verbundene Kostenanstieg wird dann durch eine Verteuerung der Endprodukte an die Verbraucher weitergereicht.
- Für Produzenten oder Abnehmer „grüner Produkte“ räumt der Staat Subventionen ein, die letztlich durch die Steuerzahler finanziert werden.

Angesichts der physisch nicht zu unterscheidenden Endprodukte bedarf es in jedem Fall für den Nachweis einer klimaneutralen Produktion eines strengen Zertifizierungsprozesses.

⁶⁴ Vgl. auch Wissenschaftlicher Beirat beim BMWK (2023), *Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge*.

⁶⁵ Vgl. Wissenschaftlicher Beirat (2023, S. 18ff).

Position:

Angesichts der Grundsatzproblematik wird von uns folgende Position vertreten (vgl. auch der Wissenschaftliche Beirat (2023, S.12)):

- Das Emissionshandelssystem allein würde in manchen Branchen angesichts des Betretens technologischen Neulandes nicht ausreichen, den Transformationsprozess schnell genug voranzubringen. Differenzverträge wären zwar prinzipiell ein Weg, den dabei drohenden Investitionsstagnation aufzulösen. Sie sind aber für die Gesellschaft zunächst sehr kostspielig, ohne dass a priori sichergestellt ist, dass die Subventionen bei einer späteren Umkehr der Kostenverhältnisse zwischen der konventionellen und der klimaneutralen Produktion jemals zurückerstattet werden. Da ein Anwenden des „Gießkannenprinzips“ auf möglichst viele Branchen gänzlich unangemessen wäre, entsteht zudem das ordnungspolitische Grundsatzproblem, der willkürlichen Abgrenzung, welche Branchen mit Hilfe von Steuergeldern begünstigt werden sollen und welche nicht.⁶⁶ Insofern plädieren wir für eine sehr restriktive Konzentration dieser Maßnahmen auf wenige Produktionszweige.
- Für das Ergreifen derart ungewöhnlicher Maßnahmen muss es sich um Branchen mit nennenswert hoher CO₂-Wirkung und gesamtwirtschaftlicher Relevanz (bezogen auf die Zahl der direkt und über Lieferketten indirekt betroffenen Arbeitsplätze und Wertschöpfung sowie die geo-strategische und versorgungsseitige Bedeutung) sowie ausgleichenden Kostendifferenzen in einer Höhe handeln, welche die Finanzierungsmöglichkeiten der Unternehmen übersteigen. Dies ist insbesondere in der deutschen Stahlindustrie der Fall ist. Diese Branche hat eine hohe gesamtwirtschaftliche Bedeutung und sie ist für rund 6,8 % der gesamtdeutschen CO₂-Emissionen⁶⁷ verantwortlich.
- Zur Vermeidung von Überförderungen sind die Differenzverträge dynamisch und symmetrisch auszugestalten: der trendmäßig zu erwartende Abbau im Kostennachteil muss sich in einem gleichhohen Abbau der Subvention niederschlagen und ab dem Zeitpunkt, in dem sich durch die „grüne Produktion“ ein Kostenvorteil einstellt, auch zu automatischen und dann nicht zur Disposition stehenden Rückzahlungen an den Staat in Höhe des Vorteils führen.
- Ein Problem bei der Ermittlung der zu erstattenden Differenzbeträge ist die Feststellung der tatsächlichen Kostendifferenz. Aus Sicht der Unternehmen wäre es vorteilhaft, die Kosten der neuen Verfahren möglichst hoch auszuweisen. Das Problem könnte im Prinzip durch eine wettbewerbliche Gestaltung der Vergabe von Fördermitteln gelöst werden, in dem die Unternehmen in einem Bieterprozess vorab den gewünschten Förderbetrag pro produzierter Outputeinheit oder pro durch das neue Verfahren eingesparter Tonne CO₂ angeben und in dem der Zuschlag bis zum Erreichen eines vorgegebenen Limits gestaffelt an die niedrigsten Subventionsforderungen erfolgt. Dazu wäre aber eine möglichst große Zahl von Bietern erforderlich, was gerade in der deutschen Stahlbranche mit gerade vier Produktionsstandorten problematisch ist.
- Wenn die Kostenunterschiede automatisch vom Staat ausgeglichen werden, besteht wenig Anreiz durch technologische Neuerungen, die tatsächlichen Kosten zu senken. Um hier nachfolgend in der dynamischen Anpassung auch einen ausreichenden Anreiz zu geben, im Rahmen der technischen Möglichkeiten Kostensenkungspotenziale zu bergen, könnte - ähnlich wie im Stromnetzbetrieb - eine Anreizregulierung in den Verträgen vorgesehen werden, bei der beispielsweise angelehnt an den allgemeinen Produktivitätsfortschritt eine jährliche prozentuale Kostensenkung als Mindestvorgabe eingefordert wird.
- Die Förderung soll keine protektionistische Wirkung entfalten, um die heimische Industrie grundsätzlich vor Auslandskonkurrenz abzusichern. Es geht nur darum, einen fairen Wettbewerb trotz der Transformation zu organisieren.
- Dass die Ziele der Fördermaßnahmen ebenso wie die Vergabeentscheidungen transparent definiert sein sollten, versteht sich angesichts der ordnungspolitischen Schwere des staatlichen Eingriffs von selbst.

⁶⁶ Vgl. So sorgen beispielsweise die 2 Milliarden-Euro-Förderung für ThyssenKrupp bezüglich einer Wasserstoffsubvention bei Konkurrenzunternehmen für viel Ärger. Der Bund übernimmt davon 1,3 Mrd. Euro und das Land NRW 0,7 Mrd. Euro. Für NRW ist das die größte Subvention, die das Land bisher in seiner Geschichte vergeben hat. Vgl. Helmecke (2023), J., DEW: Rote Zahlen trotz grünen Stahls. Die Deutschen Edelstahlwerke sind Marktführer bei grünem Stahl, kämpfen aber um ihre Zukunft, in: WAZ vom 11. September 2023.

⁶⁷ Vgl. Wissenschaftlicher Beirat (2023, S. 14).

- Der ergänzende sukzessive Ausbau „Grüner Leitmärkte“ wird von uns befürwortet, sofern strenge Zertifizierungsprozesse garantiert sind. Bei der rechtlichen Vorgabe von Quoten für den Einsatz klimaneutraler Erzeugnisse in der Produktion vorabdefinierter Güter unterstützen wir die begleitende Einführung eines Zertifikatehandels. Er müsste so gestaltet werden, dass Unternehmen, denen es kostenseitig leichtfällt, staatliche Quotenvorgaben überzuerfüllen, für die Übererfüllung Zertifikate erhält, die an solche Unternehmen weiterverkauft werden können, die nur mit hohem Aufwand in der Lage wären, die Quoten einzuhalten und die sich dann mit erworbenen Zertifikaten aus der Quotenerfüllung freikaufen könnten. Der Zertifikatehandel trüge so zur Steigerung der Maßnahmeneffizienz bei, da in Summe die Quote eingehalten wird, die unternehmerische Anpassungslast aber primär dort anfällt, wo dies mit dem geringsten Aufwand gelingt.

3.4 Energieeffizienzgesetz

Im April 2023 wurde das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) im Bundeskabinett beschlossen.⁶⁸ Es soll hierzulande die Anforderungen der aus dem „Fit für 55“-Paket abgeleiteten EU-Energieeffizienzrichtlinie umsetzen. Zentraler Baustein sind die Vorgaben für den maximalen Primär- und Endenergieverbrauch in § 4 Abs. 1 und Abs. 2 EnEfG. Vorgesehen sind Verringerungen gegenüber den Werten von 2008

- bis zum Jahr 2030
 - beim Primärenergieverbrauch um mindestens 39,3% (auf 2.252 TWh/a)
 - beim Endenergieverbrauch um mindestens 26,5% (auf 1.867 TWh/a)
- bis zum Jahr 2040
 - beim Primärenergieverbrauch um mindestens 51% (auf 1.800 TWh/a)
 - beim Endenergieverbrauch um mindestens 39% (auf 1.550 TWh/a)
- bis zum Jahr 2045
 - beim Primärenergieverbrauch um mindestens 57% (auf 1.600 TWh/a)
 - beim Endenergieverbrauch um mindestens 45% (auf 1.400 TWh/a)

Darüber hinaus sind unter Androhen von Bußgeldern konkrete Einsparverpflichtungen für Behörden und Unternehmen sowie Abwärmemaßnahmen, Berichtspflichten und das Errichten von Energie- und Umweltmanagementsystemen für Unternehmen vorgesehen

Position:

- Unsere Position zu diesem Gesetz ist ausgesprochen kritisch. Grundsätzlich ist das Streben nach Energieeffizienz zwar zu begrüßen, aber – anders als der Name ankündigt – handelt es sich nicht um ein Gesetz, das die Energieeffizienz im Fokus hat. Stattdessen wird hier nur der Energieverbrauch – und zwar vollkommen unabhängig davon, ob die Energie klimaneutral aus regenerativen oder aus klimabelastenden fossilen Quellen stammt – gedeckelt.
- In der Beurteilung der Konsequenzen dieses Gesetzes ist folgender Zusammenhang zwischen dem realen Bruttoinlandsprodukt (BIP) (in Preisen des Jahres 1990), der Energieeffizienz (EF) und dem Energieverbrauch (EV) für ein Ausgangsjahr $t = 0$ zu beachten: $BIP_0 = EF_0 \cdot EV_0$ (vgl. im Detail den Anhang in Kap. 6.1).

⁶⁸ Vgl. Deutscher Bundestag (2023), Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes, Drucksache 20/6872.

- Wenn mithin die Dynamik im Anstieg der Energieeffizienz schwächer ausfällt als die vorgegebene Abbaudynamik im Energieverbrauch geht dies zulasten des BIP. Zwischen dem Basisjahr des Gesetzes, dem Jahr 2008, und dem 2021 belief sich die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate der Endenergieeffizienz auf knapp 1,4%. Erhöht sich ab 2022 der Anstieg der Energieeffizienz demgegenüber nicht, wäre es zur Zieleinhaltung beim Energieverbrauch zwangsläufig ein Einbruch des BIP erforderlich. Das BIP (in Preisen des Jahres 1990) müsste in diesem Fall durch die Deckelung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2030 um gut 12% niedriger sein als in 2021. Bis zum Jahr 2045 wäre unter den getroffenen Annahmen sogar mit einem BIP-Rückgang von gut 19% zu rechnen. Wenn sich die Energieeffizienz nicht nennenswert gegenüber der bisher beobachteten Dynamik erhöht, wären mit der Einhaltung des Gesetzes massive materielle Wohlstands- und zugleich auch Arbeitsplatzverluste verbunden.
- Damit hingegen bis zum Jahr 2030 das BIP mit der jahresdurchschnittlichen Wachstumsrate seit der Wiedervereinigung von 1,35% zulegen dürfte, müsste bei der vorgegebenen Energieeinsparung die Energieeffizienz jährlich schon um rund 4,3%. Zur Wahrung des BIP aus dem Jahr 2022 wäre bis 2030 ein Anstieg der Effizienzwachstumsrate von immerhin noch knapp 2,9% nötig.
- Ungeachtet der Tatsache, dass sicherlich noch viele Effizienzpotenziale hierzulande ungenutzt geblieben sind, haben wir erhebliche Zweifel, dass eine ausreichend starke Beschleunigung des vorhandenen Fortschrittstempos bei der Energieeffizienz gelingt, um zur Einhaltung des Verbrauchsziels Wohlfahrtsverluste zu vermeiden. Denn üblicherweise konzentrieren sich die ersten Effizienzgewinne auf leicht zu erschließende Maßnahmen. Anschließend noch weitere Fortschritte zu generieren, dürfte allmählich immer schwerer werden.
- Das Gesetz würde – wenn es über entsprechende staatliche Beeinflussung von Energiepreisen oder Vorschriften erstrgenommen wird – in der vorliegenden Form materiellen Wohlstand und Arbeitsplätze aufs Spiel setzen, nur weil der Energieverbrauch, vollkommen unabhängig davon, ob die benötigte Energie klimaneutral ist oder nicht, gedeckelt wird.

3.5 Grundsatzproblematik der gesamtwirtschaftlichen Transformationsbelastung und -finanzierung

Die Transformation erfordert enorme gesamtwirtschaftliche Investitionen. Sie müssen zum größten Teil von der Privatwirtschaft, aber auch vom Staat und von privaten Haushalten geschultert werden. Ihre Größenordnung lässt sich nicht annähernd exakt beziffern, schließlich gibt es nicht einmal einen holistisch aufeinander abgestimmten Masterplan, der alle erforderlichen Investitionsmaßnahmen aufführt.

Für eine Einschätzung der Zusatzbelastung durch die Transformation wäre allerdings auch ein Gegenrechnen des Investitionsbedarfs angemessen, der ohne die Energie- und Klimawende zu befriedigen wäre. Dabei ist anzumerken, dass auch hier immense Ausgaben zu stemmen wären: zum einen ist der fossile deutsche Kraftwerkspark gemessen an den Abschreibungsdauern hochgradig überaltert. Nach unserer Auswertung der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sind rund 49% der Gaskraftwerkskapazitäten und sogar mehr als 72% der Steinkohlekraftwerkskapazitäten älter als 20 Jahre und müsste daher ohne eine energiepolitische Neuausrichtung mittelfristig ersetzt werden (vgl. Tab.2.1). Darüber hinaus sind auch die Stromverteilnetze erheblich renovierungsbedürftig.

		Gaskraftwerke		Steinkohlekraftwerke	
von ... J	bis inkl. ... J	Nettonenn- leistung in MW	in v.H.	Nettonenn- leistung in MW	in v.H.
0	10	5.541	19,6	4.180	22,1
10	20	8.890	31,5	1.021	5,4
20	u. älter	13.804	48,9	13.727	72,5
Summe		28.235	100,0	18.928	100,0

Tab. 3.1: Altersstruktur von ins deutsche Netz einspeisender Gas- und Steinkohlekraftwerke
Quelle: BNA (2022), Kraftwerksliste vom 22.11.2022 und eigene Auswertung.

Mit allen angesichts der Komplexität solcher Schätzungen geltenden Vorbehalten erscheinen für eine Bedarfsquantifizierung der Investitionen die Analysen von Boston Consulting/Prognos (2018) und Boston Consulting (2021) auch wegen eines Simulationsrahmens, bei dem verschiedene Transformationsfelder ineinandergreifen, als gut belastbar. Hier werden klimawendebedingte Mehrinvestitionen in Höhe von etwa 3 Bio. EUR zwischen 2015 und 2050 als grobe „Hausnummer“ ausgewiesen.⁶⁹ Jährlich wären mithin Mehrinvestitionen von rund 90 Mrd. EUR zu bewältigen.

⁶⁹ Boston Consulting/Prognos (2018) gingen zunächst von 2,3 Bio. EUR für den Zeitraum von 2015 bis 2050 aus. Die Folgestudie (Boston Consulting (2021)) ergänzt diese Untersuchung, betrifft allerdings nur das Zeitfenster bis zum Jahr 2030 und lässt sich so nur begrenzt in diese Befunde integrieren. Nach Boston Consulting (2021) kommen rund 560 Mrd. EUR bei der durch das BVerfG-Urteil verschärften Energiewende im Zeitraum von 2021 bis 2030 hinzu. Ganz grob summieren sich die Ausgaben so auf 2,8 Bio. EUR, wobei offenbleiben muss, inwieweit die erhöhten Mehrinvestitionen von 2021 bis 2030 nicht zu weniger Investitionsbedarf nachfolgend führen.

Zu beachten ist dabei, dass die Investitionsausgaben kreislauftheoretisch nicht als Belastung „verschwinden“, sondern nur von den Investoren zu den Investitionsgüterherstellern transferiert werden. Die gestiegenen Ausgaben der Klimawende-Investoren führen so zu gleich hohen Einnahmen der Investitionsgüter-Anbieter. Letztlich wird nur der produzierte Güterkorb umstrukturiert und anders verwendet. Gesamtwirtschaftlich entscheidend für die Sinnhaftigkeit dieser Investitionen ist eine andere Frage: Übersteigt deren Rendite die Finanzierungskosten? Dabei ist der Renditebegriff weit auszulegen. Er beinhaltet die privatwirtschaftliche Rendite und die externe Rendite für die Gesellschaft, die aus den Folgeeffekten der Investitionen resultiert. Von besonderer Relevanz ist dabei zum einen die Nettoeinsparung beim Energieträgerbezug und bei Betriebskosten im zukünftigen Kraftwerkspark, da Sonne und Wind – anders als die ausländischen Exporteure fossiler Energieträger – „keine Rechnung stellen.“ Diesen Einspareffekt beziffert Boston Consulting/Prognos (2018) im Zeitraum von 2015 bis 2050 auf rund 1,3 Bio. EUR.⁷⁰ Saldiert verblieben im Betrachtungszeitraum so „Mehrkosten“ von etwa 1,5 Bio. EUR,⁷¹ d.h. von etwa 43 Mrd. EUR/a.

Zum anderen müssen als „Rendite“ die eingesparten CO₂-Zertifikatekosten und vor allem die Einsparungen aus den vermiedenen volkswirtschaftlichen Schäden des Klimawandels bzw. aus den vermiedenen Anpassungskosten aus dem Klimawandel gegengerechnet werden. Diese Effekte wurden in den beiden Studien nicht quantifiziert. Wenn aber der Klimawandel mit Hilfe der deutschen Politik tatsächlich gebremst wird, sollten die Einsparungen langfristig unserer Einschätzung nach in Summe deutlich über 1,7 Bio. EUR liegen, so dass sich die Transformation gesellschaftlich „amortisieren“ wird. Allerdings ist die vorgestellte Kalkulation aufgrund der unvermeidbar zu treffenden Annahmen überaus unsicher. Noch viel mehr wiegt aber ein anderes Argument: die amortisierend wirkenden Einspareffekte bei den Folgen des Klimawandels stellen sich nur ein, wenn auch der Rest der Welt sich erfolgreich in seinen Klimaschutzbemühungen engagiert.

Abgesehen davon relativiert sich die Größenordnung der erforderlichen Investitionen aber vor dem gesamtwirtschaftlichen Hintergrund. Für jede Volkswirtschaft steht zur Finanzierung von privaten und öffentlichen Investitionen immer nur die gesamtwirtschaftliche Sparsumme zur Verfügung. Die jahresdurchschnittliche Ersparnis aller Wirtschaftssektoren im Inland lag dabei in Deutschland von 1999-2022 bei rund 250 Mrd. EUR (vgl. Tab. 2.2). Abgeleitet wird die Ersparnis aus dem verfügbaren Einkommen, das durchschnittlich auf einen Wert von 2,3 Bio. EUR kam. Für den Konsum wurden demnach gut 2 Bio. EUR verausgabt.

Die Größenordnungen verdeutlichen, dass die investive Belastung aus dem Transformationsprozess für sich genommen volkswirtschaftlich verkraftbar ist. Auch Boston Consulting/Prognos (2018, S. 13) kommt zu diesem Befund: Berücksichtige man die leicht positiven Wachstums- und Beschäftigungseffekte der Transformation, verbliebe demnach „eine leicht schwarze Null“.

⁷⁰ Diese Berechnung stammt aus Boston Consulting/Prognos (2018). Bei Abzug der Nettoeinsparungen von den damals auf 2,3 Bio. EUR veranschlagten Mehrinvestitionen wurde hier ein Rest als „Mehrkosten“ in Höhe von 960 Mrd. EUR ausgewiesen, so dass die Nettoeinsparungen bei $2,3 - 0,96 = 1,34$ Bio. EUR lagen. Die Größenordnung hängt allerdings von den nur schwer zu prognostizierenden zukünftigen Kosten fossiler Energieträger ab.

⁷¹ Errechnet aus 2,80 Bio. EUR – 1,34 Bio. EUR \approx 1,5 Bio. EUR.

Gesamtwirtschaftliches ex-post Gleichgewicht von Ersparnis und Nettoinvestitionen sowie Außenfinanzierung							
Jahr	Verfügbares Einkommen	Konsum	Sparen alle Sektoren	Brutto- investitionen	Abschreibungen	Nettoinvestitionen	S = In Nettokreditgewährung übrige Welt*
	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	
1999	1.673,7	1.562,3	111,4	432,3	297,1	135,2	-23,8
2000	1.712,2	1.589,1	123,1	516,5	356,2	160,3	-37,2
2001	1.762,2	1.638,4	123,8	498,8	367,7	131,1	-7,3
2002	1.771,2	1.648,0	123,2	456,7	375,7	81,0	42,2
2003	1.779,9	1.676,1	103,8	451,9	379,7	72,2	31,6
2004	1.861,0	1.695,9	165,1	448,9	386,7	62,2	102,9
2005	1.883,9	1.723,4	160,5	445,9	393,1	52,8	107,7
2006	1.992,9	1.765,3	227,6	490,6	402,9	87,7	139,9
2007	2.080,8	1.795,9	284,9	534,4	423,3	111,1	173,8
2008	2.094,8	1.845,7	249,1	546,1	440,9	105,2	143,9
2009	2.016,9	1.869,3	147,6	453,8	451,9	1,9	145,7
2010	2.117,9	1.914,9	203,0	514,6	462,0	52,6	150,4
2011	2.251,8	1.978,6	273,2	582,7	478,1	104,6	168,6
2012	2.280,5	2.036,6	243,9	541,3	495,3	46,0	197,9
2013	2.324,4	2.085,7	238,7	563,8	509,8	54,0	184,7
2014	2.425,0	2.137,4	287,6	596,3	524,9	71,4	216,2
2015	2.515,5	2.198,9	316,6	597,5	542,8	54,7	261,9
2016	2.616,9	2.277,6	339,3	625,9	558,7	67,2	272,1
2017	2.716,9	2.350,7	366,2	684,9	581,4	103,5	262,7
2018	2.822,6	2.422,4	400,2	737,7	609,9	127,8	272,4
2019	2.904,2	2.508,6	395,6	768,3	640,4	127,9	267,7
2020	2.794,0	2.461,5	332,5	752,3	661,7	90,6	241,9
2021	2.971,9	2.571,3	400,6	838,8	704,9	133,9	266,7
2022	3.139,5	2.833,5	306,0	949,4	793,4	156,0	150,0
Σ	54.510,6	48.587,1	5.923,5	14.029,4	11.838,5	2.190,9	3.732,6
JD	2.271,3	2.024,5	246,8	584,6	493,3	91,3	155,5

* ohne Vermögenstransfer aus der übrigen Welt und Vermögenstransfer an die übrige Welt
Quelle: Statistisches Bundesamt, VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1, Deutsche Bundesbank, Finanzierungsrechnung, eigene Berechnungen

Tab. 3.2: Gesamtwirtschaftliche Ersparnis und Nettoinvestition sowie Außenfinanzierung

Quelle: Statistisches Bundesamt (2023), VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1; Deutsche Bundesbank (2023), Finanzierungsrechnung, eigene Berechnungen.

Gesamtwirtschaftliche Gläubiger-Schuldner-Positionen Deutschland					
Jahr	Private Haushalte*	Nichtfinanzielle	Finanzinstitute	Staat	Ausland*
in Mrd. EUR		Kapitalunternehmen			
1999	69,4	-68,4	5,1	-32,2	26,1
2000	75,4	-137,3	9,2	23,3	29,4
2001	97,3	-35,9	-0,6	-64,7	3,9
2002	101,3	5,7	17,1	-82,0	-42,1
2003	125,1	-5,2	9,7	-89,1	-40,5
2004	133,4	26,1	25,3	-82,6	-102,2
2005	144,7	16,5	25,4	-74,1	-112,5
2006	136,8	13,8	37,6	-38,2	-150,0
2007	136,2	24,2	17,0	5,5	-182,9
2008	137,0	-12,6	27,9	-1,8	-150,5
2009	151,4	42,8	26,6	-74,5	-146,3
2010	148,6	60,9	49,4	-108,9	-150,0
2011	126,0	41,5	21,1	-25,9	-162,7
2012	135,8	71,6	-11,3	-0,9	-195,2
2013	132,9	77,8	-19,7	-4,0	-187,0
2014	143,3	84,8	-21,7	16,7	-223,1
2015	159,3	116,2	-29,4	23,8	-269,9
2016	163,7	75,9	-6,9	36,4	-269,1
2017	176,7	43,8	-9,7	43,7	-254,5
2018	189,1	1,3	11,6	65,6	-267,5
2019	195,6	23,6	-11,4	53,2	-261,0
2020	307,4	89,4	-20,2	-147,6	-229,0
2021	280,7	120,9	-6,5	-134,2	-260,9
2022	208,8	37,9	-12,9	-101,3	-132,5
Σ	3.675,9	715,3	132,7	-793,8	-3.730,0
JD	153,2	29,8	5,5	-33,1	-155,4
JD = jahresdurchschnitt, * einschließlich private Organisationen ohne Erwerbszweck und Personengesellschaften					
* inkl. Vermögenstransfer aus der übrigen Welt und Vermögenstransfer an die übrige Welt					
1995 inklusive UMTS-Erlöse bei den Nichtfinanziellen Kapitalunternehmen					
2007 beim Staat inkl. Mehrwertsteuererhöhung um drei Prozentpunkte von 16 auf 19 %					
Quelle: Statistisches Bundesamt, Deutsche Bundesbank, Datenstand Juni 2023 eigene Berechnungen					

Tab. 3.3: Gesamtwirtschaftliche Finanzierungsrechnung

Quelle: Statistisches Bundesamt, VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1; Deutsche Bundesbank, Finanzierungsrechnung, eigene Berechnungen.

Kreislauftheoretisch ist es für die Ausweitung der Investitionen erforderlich, wenn zunächst vom Aufbau einer Auslandsverschuldung abstrahiert wird, die gesamtwirtschaftliche Spartätigkeit im Inland zu forcieren. Hier sind unterschiedliche Alternativen vorstellbar. Entweder müsste dazu bei gegebenem Volkseinkommen die Sparquote erhöht werden oder durch wirtschaftliches Wachstum wird das Einkommen gesteigert, so dass auch bei unveränderter Sparquote mehr gespart und für Investitionen zur Verfügung gestellt werden kann. Zur Mobilisierung der Finanzmittel aus dem Inland kommen folgende zumeist konfliktträchtige Wege in Betracht:

- **Konsumzurückhaltung der privaten Haushalte:**

Sie bewirkt, dass größere Teile des gegebenen Einkommens entweder in eigene Klimawendemaßnahmen, wie dem Einbau einer Wärmepumpe, investiert werden oder am Kapitalmarkt für Klimawende-Investitionen zur Verfügung gestellt werden. Die erhöhte Spartätigkeit kann zum einen durch privatwirtschaftliche Anreize in Form einer hohen Verzinsung bei einer Fremdkapitalbereitstellung oder einer attraktiven Rendite bei Eigenkapitalbereitstellung erfolgen. Unternehmen aber auch der Staat, sofern er bereit ist sich zu verschulden, könnten so die benötigten Finanzmittel erhalten. Als potenzielle Geldgeber kommen primär Wohlhabende infrage. Ihre Spartätigkeit wird später über höhere Rückflüsse vergütet und verbessert ihre ohnehin schon privilegierte Verteilungsposition.

Zum anderen ließe sich die Konsumzurückhaltung durch Besteuerung erzwingen. Der Staat könnte auf diesem Weg Mittel abrufen, um sie entweder unmittelbar selbst für Klimaschutzinvestitionen einzusetzen oder über Förderprogramme der Privatwirtschaft zu deren Investitionsfinanzierung zugutekommen zu lassen.

Die Daten der Finanzierungsrechnung zeigen, das hohe Mobilisierungspotenzial dieser Finanzierungsoption (vgl. Tab. 2.3): die deutschen Privathaushalte haben zwischen 1999 und 2022 – bei einer allerdings personell stark unterschiedlichen Verteilung – in Summe fast 3,7 Bio. EUR zurückgelegt. Im Jahresdurchschnitt wurden gut 150 Mrd. EUR in diesem Sektor gespart.

- **Umwidmen der Spartätigkeit von Unternehmen:**

Bemerkenswerterweise haben auch die deutschen nicht-finanziellen Kapitalgesellschaften im Zeitraum ab 1999 überwiegend gespart (vgl. Tab. 2.3). Insgesamt haben sie bis zum Jahr 2022 rund 715 Mrd. EUR akkumuliert und nicht in die Investitionsfinanzierung eingebracht. Auch die finanziellen Kapitalgesellschaften haben per Saldo gespart, allerdings haben sie nur knapp 133 Mrd. EUR akkumuliert. Auch im Unternehmenssektor liegt mithin bei einem jahresdurchschnittlichen Sparen von etwa 35 Mrd. EUR beachtliches Mobilisierungspotenzial. Damit dieses Potenzial zur Finanzierung der Transformation eingesetzt wird, müssten die Unternehmen entsprechende Anreize (z.B. durch erhöhte CO₂-Preise, die bei Unterlassen zu zahlen wären) erfahren oder andernfalls ließe es sich über erhöhte Unternehmenssteuern mit Hilfe des Staates in Energiewendeinvestitionen umwidmen.

- **Konsumzurückhaltung des Staates:**

Bei gegebenen Einnahmen kann der Staat seine Ausgaben zu Lasten des Staatskonsums umschichten und dadurch Investitionen im Transformationsprozess, entweder unmittelbar selbst oder über privatwirtschaftliche Investitionsfördermaßnahmen, initiieren. Die Umschichtungen würden dann aber zu Lasten anderer öffentlicher Aufgaben gehen. Es drohen dann – wie ja gerade im Zuge der aktuellen Haushaltskrise diskutiert – insbesondere Einschnitte im Sozialsystem mit entsprechenden Belastungen für die ärmere Bevölkerung und in hoheitlichen Aufgaben wie u.a. in der Bildung, Gesundheit, Rente und der inneren Sicherheit. Auch ein Umschichten innerhalb der Investitionsausgaben zugunsten von Klimawende-Investitionen wäre im Grundsatz vorstellbar, angesichts der hohen Unterversorgung mit öffentlichen Investitionen auch in anderen Bereichen sicherlich aber keine erstrebenswerte Lösung.

- **Verlagern der Spartätigkeit vom Aus- ins Inland:**

In den letzten 23 Jahren haben deutsche Wirtschaftssubjekte in einer Größenordnung von durchschnittlich 155 Mrd. EUR/a dem Ausland mehr Finanzmittel zur Verfügung gestellt als umgekehrt (vgl. Tab. 2.3) Zwischen 2014 und 2021 lagen die Werte sogar regelmäßig weit über 200 Mrd. EUR/a. Diese Mittel wurden dem Ausland kreislauftheoretisch überlassen, um damit die deutschen Forderungen aus dem Leistungsbilanzüberschuss ausgleichen zu können. Von der Größenordnung her handelt es sich bei diesem Posten nach den privaten Ersparnissen um die zweit wichtigste Mobilisierungsoption.

Statt die Mittel dem Ausland zur Verfügung zu stellen, könnten sie alternativ eingesetzt werden, um in der Binnenwirtschaft und damit hierzulande auch in die Energiewende zu investieren. Eine freiwillige Umschichtung setzt voraus, dass Investoren dabei attraktivere Anlagemöglichkeiten im Inland vorfinden. Überdies ließe sich die Umlenkung auch über höhere Steuern erzwingen (s.o.). Sie verringern die volkswirtschaftlich verfügbare Sparmasse und damit auch den Finanzmitteltransfer ins Ausland.

Zugleich würde dieser Weg aber einen erheblichen Strukturwandel in der Produktion bewirken. Wenn über die Kapitalbilanz dem Ausland nicht mehr so viel Geld zur Verfügung gestellt wird, um die deutschen Forderungen aus der Leistungsbilanz zu finanzieren, baut sich spiegelbildlich der Leistungsbilanzüberschuss Deutschlands ab. Angesichts der aus den regelmäßigen Leistungsbilanzüberschüssen resultierenden gesamtwirtschaftlichen Ungleichgewichtsproblemen, wäre dies zwar einerseits begrüßenswert. Andererseits würde die deutsche Exportwirtschaft zu Gunsten der Investitionsgüter produzierenden Binnenwirtschaft geschwächt werden.

Alternativ könnte das Ausland verstärkt dem Inland die benötigten Investitionsgüter zur Verfügung stellen. Auch hierbei baut sich das Kapitalbilanzdefizit bzw. der Leistungsbilanzüberschuss ab.

- **Wachstum:**

Die zuvor skizzierten Optionen gehen zwangsläufig mit einer veränderten Wertschöpfungsstruktur und Verteilungskonflikten einher. Gewinner- stehen Verliererbranchen gegenüber, einzelne private Haushalte werden sich stärker einschränken müssen als andere. Diese Problematik ließe sich prinzipiell auffangen oder zumindest reduzieren durch ein verstärktes Wachstum der Produktion. Dann könnte man aus dem im Zuge der Mehrproduktion entstehenden Einkommensanstieg die zusätzlichen Klimawende-Investitionen ohne Konsumverzicht gegenüber dem bisherigen Niveau und ohne Neustrukturieren der Außenwirtschaftsbeziehungen stemmen. Lediglich der Zuwachs im Güterkuchen könnte dann nicht mehr voll konsumiert werden, er müsste in der benötigten Größenordnung – vermittelt über das Sparen – den Energiewendeinvestitionen gewidmet werden. Bei dem von uns oben genannten Investitionsbedarf von rund 90 Mrd. EUR/a wäre für diese Lösung ein Anstieg der verfügbaren Einkommen in Höhe von rund 3% erforderlich, wenn dieser dann komplett dem Transformationsprozess zur Verfügung gestellt wird.

Bundeskanzler Olaf Scholz geht in diesem Kontext sogar so weit, eine Selbstauflösung von Verteilungskonflikten in Aussicht zu stellen. Denn der angestrebte massive Ausbau der EE werde „nicht nur das Problem der Arbeitslosigkeit“ lösen, sondern auch Wachstumsraten generieren, wie es sie „zuletzt in den 1950er und 1960er Jahren“ gegeben habe.⁷² Hier wird die Hoffnung geweckt, dass es durch die Transformation zu einem derart starken Wachstum komme, welches die Finanzierung der Transformation konfliktfrei – quasi mit einem „weiter so“ – ermögliche.

⁷² Scholz, O. (2023), zitiert in: „Kein Wunder!“, in: *Wirtschaftswoche* vom 2.6.2023, S. 16.

Position:

Unsere Einschätzung zur Finanzierungsproblematik ist weitaus weniger optimistisch als die des Bundeskanzlers:

- Zwar wäre die deutsche Volkswirtschaft stark genug, um die deutsche Klimawende und den Aufbau der dazu erforderlichen Investitionen zu finanzieren. Problematisch wird die Finanzierung aber dennoch, weil Deutschland auch in vielen anderen Bereichen aufgrund der Sparpolitik der vergangenen Dekaden dramatisch unterinvestiert ist. Das betrifft insbesondere die Bereiche Infrastruktur (inkl. Bahn und ÖPNV), Digitalisierung, sozialer Wohnungsbau, Schulbauten, Sport- und Kulturstätten. Nach einer aktuellen Studie des Deutschen Instituts für Urbanistik wird beispielsweise allein der Investitionsbedarf für den Erhalt und die Erweiterung von Schienennetzen und Straßen im kommunalen Bereich bis zum Jahr 2030 auf etwa 370 Mrd. EUR taxiert.⁷³ Insofern besteht eine Verwendungskonkurrenz: Mittel, die für die Klimawende aufgebracht werden, stehen nicht mehr für andere, ebenfalls dringend benötigte Ausgaben zur Verfügung. Hinzu kommen noch beträchtliche staatliche Ausgaben für Arbeitsmärkte und die Armutsbekämpfung, für Bildung, Gesundheit, Rente und Pflegeversicherung sowie für Sozialausgaben und nicht zuletzt für die Migrations- und Flüchtlingspolitik.
- Ohnehin dürfte die demografische Entwicklung in Deutschland zukünftig eher die Neigung zum Entsparen als zum für die erforderlichen Investitionen benötigten zusätzlichen Sparen fördern. Die Energiewende muss außerdem unter erschwerten Bedingungen in einer inhärent widersprüchlichen Wirtschaftsordnung mit stark divergierenden Interessen zwischen Kapital und Arbeit aber auch innerhalb der Klassen und gesellschaftlichen Schichten umgesetzt werden. Hinzu kommen vielfältige Rationalitätsfallen zwischen Einzel- und Gesamtwirtschaft.
- Die wirtschaftliche Amortisation der Klimawende-Investitionen setzt voraus, dass der Klimawandel tatsächlich abgebremst wird. Dies wiederum erfordert, dass nicht nur Deutschland, sondern auch die anderen Länder – und hier allen voran die Hauptemittenten – massiv den Klimaschutz vorantreiben. Die aktuellen Entwicklungen gerade in China, Indien und Russland lassen hier erhebliche Zweifel aufkommen.
- In der Hoffnung auf ein durch die Transformation angestoßenes massives Wirtschaftswachstum steckt viel politisches „Wunschdenken“. Nach Jahren des Kaputtsparens in der Infrastruktur, in den Regulierungs- und Planungskapazitäten des Staates und in der Bildung bzw. Ausbildung von Fachkräften fehlen essenzielle Rahmenbedingungen für einen echten Wachstumsschub. Neue Investitionen haben zudem nur dann ein Wachstum der Produktionskapazitäten zur Folge, wenn Sie den Sachkapitalbestand erweitern oder zumindest zu dessen Produktivitätsanstieg beitragen. Der Ausbau der EE, die Ertüchtigung der Netze, der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur usw. haben aber nicht den Charakter von Erweiterungsinvestitionen, sondern nur den von Ersatzinvestitionen, die zudem kurz- bis mittelfristig mit einem Kostenanstieg einhergehen. Auch sind die Rahmenbedingungen für Investoren vielfach unklar, so dass hier ein Investitionsattentismus zu beobachten ist. So ist zum Beispiel ungewiss, ob die spätestens nach dem Kohleausstieg dringend benötigten Back-up-Kapazitäten bei H₂-(ready)-Gaskraftwerken rechtzeitig und in ausreichendem Umfang installiert werden.⁷⁴ Des Weiteren steht ein Wachstumsschub im Widerstreit mit dem „Energieeffizienzgesetz“ (vgl. Kap. 3.4).

Hinzu kommt aktuell ein besonderes Dilemma der Geldpolitik. Nach Jahren der mit Niedrigzinspolitik stark eingedämmten Deflation haben vorrangig aufgrund exogener Schocks die Inflationsraten signifikant angezogen. Die EZB hat daraufhin in mehreren Zinsschritten mit restriktiver Geldpolitik reagiert und einen Zinsanstieg herbeigeführt. Damit erhöhen sich die Refinanzierungskosten der dringend benötigten Investitionen. Alexander Kriwoluzky vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) und Ulrich Volz von der University of London beschreiben das daraus resultierende Dilemma wie folgt: „Investitionen in erneuerbare Energien und anderen kohlenstoffarme und klimaresistente Infrastrukturen sind (...) kapitalintensiv und erfordern hohe Vorlaufkosten. Steigende Zinsen sind dafür Gift. Die Niedrigzinsphase des vergangenen Jahrzehnts war ein wichtiger Faktor beim Ausbau der erneuerbaren Energien. Wenn dieser Ausbau nun stockt und den Klimaschutz verlangsamt, werden extreme Wetterphänomene noch wahrscheinlicher. Dies wirkt wiederum preistreibend – ein Dilemma für die EZB.“⁷⁵

⁷³ Vgl. Deutsches Institut für Urbanistik (2023), *Investitionsbedarfe für ein nachhaltiges Verkehrssystem – Schwerpunkt kommunale Netze*, in: *Impulse* 7/2023. Vgl. auch *Deutscher Städtetag* (2021).

⁷⁴ Vgl. Löffler, M. und Marquardt, R.-M. (2023), „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“, in: *Wirtschaftsdienst*, Heft 103, S. 689 – 697.

⁷⁵ Vgl. Kriwoluzky, A. und Volz, U. (2023), „Höhere Zinsen sind Gift für den grünen Wandel der Wirtschaft“, in: *DIW-Wochenbericht*, Nr. 33/2023 *DIW-Wochenbericht*, Nr. 33/2023, S. 450

In diesem Gesamtumfeld werden unserer Einschätzung nach die durch die Transformation angestoßenen Wachstumseffekte überschaubar bleiben. Dies bestätigt auch die Studie von Boston Consulting/Prognos (2018). Das BIP werde nach deren Input-Output-Analyse im Jahr 2050 um gerade 40 Mrd. EUR höher liegen als im Referenzszenario. Kurz- bis mittelfristig dürfte aufgrund des Umbruchs u.E. sogar eher mit einer Belastung zu rechnen sein. Vor diesem Hintergrund wird das von Kanzler Scholz beschworene „Wachstums-Zauberschwert“ stumpf bleiben. Stattdessen werden große Verteilungskonflikte im Transformationsprozess unvermeidbar sein. Statt die Bürger auf ein „Wohlfühl-Szenario“ zu konditionieren, wäre die Politik mit mehr Ehrlichkeit besser beraten.

Die Überlegungen bedeuten zugleich, je stärker der Transformationsprozess unbeabsichtigt oder mit Blick auf das Klimaziel sogar bewusst herbeigeführt zu Lasten des wirtschaftlichen Wachstums geht, umso größer werden die auszutragenden Verteilungskonflikte werden. Gerade hat das DIW in einer Studie bzw. in makroökonomischen Modellrechnungen im Hinblick auf Wachstum differenzierte Ergebnisse ermittelt. „Wird unterstellt, dass sich der energiesparende technologische Fortschritt wie in der Vergangenheit entwickelt, können die Emissionsziele lediglich mit einer relativ hohen CO₂-Bepreisung erreicht werden. Diese wirkt sich dämpfend auf das Wirtschaftswachstum aus. Würde sich der energiesparende technologische Fortschritt stark beschleunigen, könnten die Emissionsziele auch ohne CO₂-Bepreisung erreicht werden und es käme zu leichten Wachstumsgewinnen. Es ist deshalb zu überlegen, inwiefern durch weitere begleitende wirtschafts- und klimapolitische Maßnahmen mögliche Wachstumseinbußen und Verteilungseffekte abgemildert werden können.“⁷⁶

Sollte es aber dennoch zu einem forcierten Wachstum kommen, wäre zugleich die Gefahr eines Widerstreits mit den Zielen der Ressourcenschonung und der Nachhaltigkeit zu bedenken. Wenn schon Wachstum der „Schlüssel“ zum Lösen oder Mildern der Verteilungsprobleme sein sollte, dann müsste es sich um „qualitatives Wachstum“ handeln. Dabei wäre zur Ressourcenschonung zumindest ein drastischer Ausbau der Kreislaufwirtschaft erforderlich.

- Bei den u.E. unvermeidbaren Verteilungskonflikten bedarf es einer Aussteuerung, die den gesellschaftlichen Zusammenhalt stabilisiert. Nicht zuletzt die Verunsicherung weiter Bevölkerungsteile auf das unprofessionelle Hin und Her beim Gebäudeenergiegesetz verdeutlicht, wie viel soziale Sprengkraft im Transformationsprozess droht. Wenn sich viele Menschen durch zu rigide klimapolitische Vorgaben oder durch erhöhte Güterpreise als Folge der Transformation existenziell in die Enge getrieben fühlen, verliert das Langfristprojekt der Energie- und Klimawende den gesellschaftlichen Rückhalt. Im Extremfall, wenn die Politik an den Bürgern vorbei regiert, sie überfordert, droht gar die Gefährdung der demokratischen Ordnung. Die Wahlerfolge rechtspopulistischer Parteien wie der AfD bei den Landtagswahlen in Hessen und Bayern unterstreichen diesen Trend.

Dabei muss die Transformation insbesondere für Einkommens- und Vermögensschwache bezahlbar bleiben. Ohne eine Umverteilung von oben nach unten wird dies u.E. nicht gelingen. Ohne eine funktionale und personelle Umverteilung der Einkommen wird man den Konsumverzicht nicht von dem Teil der schon heute verarmten deutschen Gesellschaft erwarten können. Wer diesen sozioökonomischen Befund ignoriert, wird politisch nicht nur mit der Energiewende kläglich scheitern, sondern darüber hinaus auch womöglich noch die parlamentarische Demokratie in Deutschland riskieren.

Zur Finanzierung der Transferleistungen muss dabei eine Erhöhung der Einkommensteuer im oberen Segment ebenso eine Option sein wie die Wiederbelebung der Vermögensteuer oder die Einführung einer Sonderabgabe „Energiewende“.

- Darüber hinaus muss dem investiven Charakter der Transformation bei der Finanzierung der klimawendebedingten Staatsausgaben Rechnung getragen werden. Die jungen und zukünftigen Generationen werden am meisten von den Investitionen profitieren. Daher wäre es nur fair, wenn sie auch an der Finanzierung beteiligt werden. Dies geht nur über Staatsverschuldung. Statt über die verfassungsrechtlich unzulässige Auflage von Sondervermögen und das Verschieben von Sondertöpfen fiskalisch zu „tricksen“, sollte dazu die Schuldenbremse abgeschafft werden.

⁷⁶ Bönke, T., Dany-Knedlik, G. und Roeger, W. (2023), Erfüllung der Klimaziele kann nur bei richtiger Kombination der Maßnahmen Wachstumsimpulse geben, in: DIW-Wochenbericht 34+35/2023, S. 454

Das am 15. November 2023 vom Bundesverfassungsgericht erlassene Urteil zur Schuldenbremse, dass zukünftig die strikte Einhaltung der Schuldenbremse gemäß Art. 109 und 115 GG sowie Art. 109a GG verlangt, wird eine Umsetzung der Energiewende ohne Abschaffung der Schuldenbremse nicht mehr möglich machen. Allein im Klima und Transformationsfonds sollten zwischen 2024 und 2027 insgesamt 211,8 Mrd. EUR staatlicher Gelder bereitgestellt werden. Jetzt fehlen hier 60 Mrd. EUR bzw. gut 28% der geplanten Ausgaben, weil, so das Bundesverfassungsgericht, diese 60 Mrd. EUR, die als Corona-Hilfen eingeplant aber nicht mehr benötigt wurden, nicht in den Klima- und Transformationsfonds (KTF) hätten umgebucht werden dürfen. Auch der mit 200 Mrd. EUR Sondervermögen gefüllte Wirtschafts- und Transformationsfonds (WSF), aus dem u.a. die Strom- und Gaspreisbremsen finanziert worden sind, und bis Ende Oktober 2023 bereits 37 Mrd. EUR verausgabt wurden, steht zur Disposition. Die Frankfurter Rundschau titelte zum Urteil des höchsten deutschen Gerichts: „Klatsche aus Karlsruhe“. Es ist aber nicht nur eine „Klatsche“, das Urteil bedeutet viel mehr: Es ist das Ende einer notwendigen fiskalpolitischen Handlungsfähigkeit des Staates, zumal Deutschland unter gigantisch zurückgestauten öffentlichen aber auch privaten Investitionen leidet.

Dringend geboten ist daher eine Rückkehr zur „goldenen Regel“ der Finanzpolitik, wonach eine Verschuldung des Staates zur Finanzierung von Investitionen – und damit auch Energiewendeinvestitionen – wieder zulässig wird.⁷⁷

- Zu wenig beachtet wird bei der Finanzierungsproblematik noch ein weiterer Aspekt: Die Diskussion konzentriert sich zumeist nur auf die Frage, wie die Klimawende-Investitionen in Deutschland finanziert werden können. Mit Blick auf die Klimawirkung ist es aber egal, wo diese Investitionen getätigt werden. Aus Effizienzgründen sollte die Politik daher in den Bereichen, in denen Auslandsinvestitionen einen höheren Klimaeffekt als Inlandsinvestitionen auslösen, auch in Erwägung ziehen, solche Auslandsengagements zu forcieren. Das betrifft nach unserer Einschätzung insbesondere den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Ausland. Konkret hätten PV- und Windenergieanlagen in der Sahara eine deutlich höhere Stromausbeute. Hier könnte die Wasserstoffelektrolyse weitaus kostengünstiger als in Deutschland erfolgen. Der dort erzeugte Wasserstoff könnte dann über noch zu bauende Pipelines oder über Schiffe nach Deutschland transportiert werden und hier zu einer kostengünstigen Energiewende beitragen. Zur Vermeidung von zu großen Abhängigkeiten, bedarf es einer entsprechend vielfältigen Bezugsquellen-Diversifikation. Dabei könnte sich sogar eine Win-Win-Situation ergeben. Deutsche und europäische Finanzmittel werden für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in armen Ländern Afrikas eingesetzt. Die spätere Wasserstoffproduktion sorgt dort für Wertschöpfung und Arbeitsplätze und ermöglicht es diesen Ländern, selbst in die Klimawende zu investieren. Möglicherweise würde dies sogar die Migrationsproblematik abmildern.

Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) stellt hier in einer aktuellen Studie fest: „Durch eine gemeinsame Vereinbarung von Gebern und Nehmern, kann die notwendige Zusammenarbeit und anschließende Förderung einer gerechten Energiewende (...) erleichtert werden. Die Intensivierung politischer Dialoge, die Durchführung gegenseitiger Politikevaluationen und die Verbesserung des Regelwerks wie der Legitimität einer Zusammenarbeit können dabei probate Mittel für eine effektive Partnerschaft sein.“⁷⁸

⁷⁷ Vgl. auch Marquardt, R.-M. (2020).

⁷⁸ Vgl. von Lüpke, H., Aebischer, C. und Bolanos, M. (2023), *Internationale Partnerschaften für eine gerechte Energiewende: Erkenntnisse aus der Zusammenarbeit mit Südafrika*, in: *DIW-Wochenbericht*, Nr. 5/2023, S. 48.

4 Systemische sozio-ökonomische Probleme der Energiewende und Lösungsansätze

Das Westfälische Energieinstitut (WEI) hat in seinen Untersuchungen zur Energiewende, neben den technischen Implikationen, immer auch die sozioökonomischen Rahmenbedingungen einer Transformation untersucht und herausgestellt. Dazu gehören sowohl mikro- als auch makroökonomische Analysen. Die mikroökonomischen Betrachtungen beziehen sich dabei auf die einzelwirtschaftlichen Akteure (private Unternehmen, private Haushalte) und die makroökonomischen Untersuchungen analysieren u.a. die gesamtwirtschaftlichen Finanzierungsmöglichkeiten der Energiewende.⁷⁹

Die Autoren erkennen hier in einer holistischen und auch dialektischen Betrachtung, bei aller Notwendigkeit der Energiewende in Deutschland, große Probleme in der sozioökonomischen Umsetzung des Transformationsprozesses. Es geht bei der Energiewende nicht nur um die ökologische, sondern auch um die viel zu oft ausgeblendete ökonomische Frage. Die Ökonomie zeigt uns, wie die Physik in der Technik, schlicht Restriktionen in einer sozial ausgewogenen Aussteuerung auf.

Auch das Soziale muss aber mit in den Mittelpunkt gestellt werden: Wie können gut 13 Millionen verarmte und oftmals auf die „Tafeln“⁸⁰ angewiesene Menschen, darunter fast 4 Millionen Kinder, und rund 7,4 Millionen prekär Beschäftigte im Niedriglohnsektor sowie gut 3 Millionen Arbeitslose in Deutschland die steigenden Kosten der Energiewende bewältigen?⁸¹ Wie verkraften außerdem die etwa 2,5 Millionen kleinen und mittleren Unternehmen mit bis zu 20 Beschäftigten in Deutschland die Lasten der Energiewende? Werden diese Fragen und die damit verbundenen vielschichtigen sozioökonomischen Probleme nicht gelöst und den Betroffenen keine glaubwürdigen Konzepte vorgelegt, die mit existenzsichernden Entwicklungsperspektiven verbunden sind, wird in Deutschland nicht nur die Energiewende scheitern, sondern damit gleichzeitig auch ein maximal großer politischer Schaden angerichtet. Die parlamentarische (indirekte) Demokratie ist schon jetzt hochgradig bedroht, wie viele soziologische und politologische Untersuchungen aus der jüngeren Zeit zeigen.⁸² Im Folgenden wollen wir daher noch, und dies ist zu einem besseren Verständnis wichtig, zu den im Kap. 2 dargelegten Punkten einige vertiefende Fragen aufwerfen und im Kontext mit der Energiewende auch sozioökonomische Lösungsansätze diskutieren.

⁷⁹ Vgl. Bontrup, H.-J., Brodmann, M., Fieberg, C., Löffler, M., Marquardt, R.-M., Schneider, A., Wichmann, A., *Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit*, Gelsenkirchen 2022, S. 73ff.

⁸⁰ Vgl. Selke, S., *Die neue Armenspeisung*, in: *Blätter für deutsche und internationale Politik*, Heft 1/2009, S. 95ff.

⁸¹ Zur Armutsproblematik vergleiche auch Grabka, M. M., Schupp, J., *Etwa 1,1 Millionen Menschen in Deutschland besuchen Tafeln – vor allem Alleinerziehende und Getrenntlebende überdurchschnittlich häufig*, in: *DIW-Wochenbericht*, Nr. 39/2023, S. 50ff.

⁸² Vgl. dazu nur die jüngste Studie der Körber Stiftung: „Vertrauen in die Demokratie schwindet rapide“, in: *WAZ* vom 18. August 2023 und die Untersuchung von Brülle, J., Spannagel, D., *Einkommensungleichheit als Gefahr für die Demokratie*, *WSI-Verteilungsbericht 2023*, *WSI-Report* Nr. 90, November 2023

4.1 Natur mit „Preisschild“

In der Mainstream-Ökonomie wird, mit wenigen Ausnahmen,⁸³ die Natur als „Gratisproduktivkraft“ gesehen, die demnach auch keinen Preis hat. Die Natur wird so in den Vertragsanschlüssen am Markt externalisiert. Externalisierungen finden dabei nicht nur in den Unternehmen statt, sondern ebenso durch private Haushalte beim Konsum ihrer Produkte. Die Natur, bis auf den Faktor Boden, findet dann in der Produktionsfunktion der Ökonomen schlicht nicht statt. Dennoch sollte und soll der Preis aber Knappheiten anzeigen und so für eine optimale Allokation der Ressourcen über den Marktmechanismus sorgen. Dies geht aber ohne eine Internalisierung von Naturgebrauch und -verbrauch in den einzelwirtschaftlichen Kalkulationen der Unternehmen nicht. „Die aufgerufenen Preise sagen dann nicht die Wahrheit“ (Carl Richard von Weizsäcker).

Die Natur hat jetzt aber im Zuge des Transformationsprozesses ein Preisschild bekommen. Ceteris paribus steigen die Preise in der Preisgleichung. Preise sind hier immanenter Bestandteil der wertbezogenen Produktionsfunktion ($W = f(A, K, U)$), die sich aus lebendiger Arbeit (A), Kapitaleinsatz (K) und Umwelt (U) zusammensetzt.

$$W = f(A, K, U)$$

A = lebendige Arbeit

K = vergegenständlichte („tote“ Arbeit)

U = Umwelt i.w.S.

Nur die Natur und die menschliche Arbeitskraft sind dabei natürliche Produktionsfaktoren, während das eingesetzte Kapital lediglich ein derivativer Faktor ist, der in einer Vorperiode aus Natur und Arbeit hervorgegangen ist bzw. produziert wurde. Die Umwelt geht hier, kommt es zu einer Internalisierung als Vorleistung, in die Preisgleichung ein. Bezogen auf die produzierten und verkauften Mengen (q) addieren sich so die Vorleistungen mit den Lohnstückkosten und dem Mehrwert je Stück.

$$W = f(A, K, U)$$

$$\text{Preis} = \frac{\overbrace{\text{Umwelt}}^{\text{Vorleistung}}}{q} + \frac{\overbrace{\text{Lohn} + \text{Zins} + \text{Grundrente} + \text{Gewinn}}^{\text{Wertschöpfung}}}{q}$$

$$\text{Preis} = \frac{\text{Vorleistung}}{q} + \frac{\overbrace{\text{Lohn}}^{\text{Lohnstückkosten}}}{q} + \frac{\overbrace{\text{Zins, Grundrente, Gewinn}}^{\text{Mehrwert}}}{q}$$

⁸³ Vor dem Bericht an den Club of Rome war es der Ökonom Karl W. Kapp (1910-1976), der 1950 in der Harvard University Press eine Veröffentlichung über „Social Costs of Private Enterprise“ machte. Bereits 1936 hatte er in seiner Dissertation „Über Planwirtschaft und Außenhandel“ das Problem der „sozialen Kosten“ aufgeworfen. Vgl. Kapp, K.W., Soziale Kosten Marktwirtschaft, Der klassische Wert der Umwelt-Ökonomie, Wiederauflage, Frankfurt a.M. 1979. Vergleiche auch die Veröffentlichungen von Nowotny, E., Wirtschaftspolitik und Umweltschutz, Freiburg i.Br. 1974, Spitzley, H., Die andere Energie-zukunft, Stuttgart 1989, Seidel, E., Strebe, H., Umwelt und Ökonomie, Reader zur ökologierten Betriebswirtschaftslehre, Wiesbaden 1991

Die durch die Energiewende steigenden Preise will aber am Ende keiner tragen. Aus einzelwirtschaftlicher Interessensicht ist dies nachvollziehbar, aus gesamtgesellschaftlicher Sicht liegt dagegen ein inakzeptabler Befund vor, wobei die Interessensdivergenz zwischen Einzel- und Gesamtwirtschaft nur eine der vielen marktwirtschaftlich-kapitalistisch bedingten „Rationalitätsfallen“ (John Maynard Keynes) aufzeigt.

Eine schwerwiegende weitere Rationalitätsfalle ergibt sich aus dem Konkurrenzprinzip. Nicht alle Marktteilnehmer können hier gegenseitig konkurrenzfähig sein. Es gibt „Gewinner“ und „Verlierer“. Es kommt zu Konzentrations- und Zentralisationsprozessen und in Folge zu einer Zerstörung der Konkurrenz, die in engen oligopolisierten Märkten mit marktbeherrschenden Unternehmen und einem Marktmachtmissbrauch endet. Dieser Machtmissbrauch verbleibt aber nicht in der Wirtschaft, sondern er nimmt auch Einfluss auf den staatlichen Überbau, auf die Politik.⁸⁴

Die Kosten für die Umwelt werden aber einerseits bis heute immer noch nicht ausreichend berücksichtigt und den Kosten steht hier andererseits auch kein Einkommen gegenüber, dass sich deshalb nur auf die anderen drei Produktionsfaktoren (Arbeit, Kapital und Boden) verteilt. Je höher hier die angesetzten Umweltkosten ausfallen, umso kleiner wird jetzt die verteilbare produzierte Wertschöpfung für Arbeit (Lohn) und Boden (Grundrente) sowie für das Kapital (Zins, Gewinn), womit dann auch ökonomisch geklärt ist, warum es bisher nur zu einer völlig unzureichenden Umweltkosteninternalisierung in den Preisen gekommen ist. Keiner der drei Produktionsfaktoren war bisher bereit, die Umweltkosten zu tragen – und ist es im Grunde bis heute nicht. Der Marktmechanismus als Regulator für die Primärverteilung der Wertschöpfung hat hier bei der Naturinternalisierung versagt und funktioniert immer noch nicht ausreichend; und dies nicht zuletzt auch wegen der Machtverhältnisse auf den einzelnen Märkten.

4.2 Widersprüchliche Systemprobleme bei der Energiewende

Eingebettet in den Marktmechanismus sind privatwirtschaftlich konstituierte Unternehmen, deren Kerninteresse der maximale Gewinn ist.⁸⁵ Und Private Haushalte wollen über ihre Konsumausgaben ein maximales Nutzenniveau erreichen. Dabei müssen die Haushalte den Unternehmen ihre Arbeitskraft anbieten, um damit Einkommen zu generieren, weil den abhängig Beschäftigten die Produktionsmittel nicht gehören und nicht zuletzt auch deshalb Abhängige auf dem „kapitalistischen Spielfeld“ sind. Sämtliche sich dabei ergebenden Austauschprozesse sind hier systeminhärent widersprüchlich: In den Unternehmen liegt ein Antagonismus zwischen den Unternehmenseignern und den Beschäftigten vor. Die einen wollen maximalen Gewinn und die anderen einen maximalen Lohn. „Was die einen bekommen, können die anderen nicht mehr haben“ (Adam Smith). Die kumulierte Lohnsumme über alle Wirtschaftssektoren und Wertschöpfungsstufen reicht aber nicht aus, um damit das gesamte Wertprodukt des Produktionsprozesses zurückzukaufen. Die Beschäftigten erwerben mit der Lohnsumme nur die Konsumgüter und überlassen, so die Analyse von Oswald von Nell Breuning⁸⁶, den Kapitaleignern die Investitionsgüter über den an den Märkten von ihnen realisierten Mehrwert. Kapitaleigner werden reicher und reicher und hängen die Beschäftigten im Verteilungsprozess ab.

Aber auch die Kapitaleigner sind untereinander bei der Aufteilung des Mehrwerts nicht einig. Zinsen, Grundrenten und Gewinne stehen sich antagonistisch gegenüber und auch die Branchen haben völlig unterschiedliche Interessen entlang der Wertschöpfungskette. Die Ausgaben (Kosten) der einen Branche, sind in der Wertschöpfungskette die Einnahmen (Gewinne) der anderen Branche (siehe Beispiel). Das bekommen nicht nur die Zulieferer, wie hinlänglich bekannt, täglich über angewandte Nachfragemacht zu spüren.⁸⁷

⁸⁴ Vgl. zu der mittlerweile unüberschaubaren Literatur nur Adamek, S., Otto, K., *Der gekaufte Staat. Wie Konzernvertreter in deutschen Ministerien sich ihre Gesetze selbst schreiben*, Köln 2008, Rügemer, W., *Die Kapitalisten des 21. Jahrhunderts*, Köln 2018

⁸⁵ Zur ausführlichen Begründung und Ableitung vergleiche den Anhang I „Kapitalrentabilität“.

⁸⁶ von Nell-Breuning, O., *Kapitalismus und gerechter Lohn*, Freiburg i.Br. 1960, S. 140f.

⁸⁷ Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., *Nachfragemacht in Deutschland. Ursachen, Auswirkungen und wirtschaftspolitische Handlungsoptionen*, Münster 2008

Wertschöpfungskette

	Energie- wirtschaft	Stahl- industrie	Auto- industrie	End- verbraucher
Vorleistung	12	36	51	71
Wertschöpfung	24	15	20	
Lohn	14	10	12	
Gewinn	10	5	8	
Verkaufspreis	36	51	71	

Tab 4.1: Beispielhafte Darstellung der Wertschöpfungskette mit relativen Werten
 Quellen: Eigene Darstellung.

So haben die marktmächtigen Energieversorgungsunternehmen in der Wertschöpfungskette, wie E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW, die schon immer weit überproportionale Gewinne realisiert haben,⁸⁸ das zentrale Interesse, ihren Strom zu möglichst hohen Preisen an ihre Abnehmerbranchen und an die privaten Haushalte zu verkaufen. Jede Strom-Verknappung wird dabei in Anbetracht einer preisunelastischen Nachfrage zu weiteren Preiserhöhungen ausgenutzt und der Staat verdient daran auch noch mit.⁸⁹ So meldet z.B. RWE, trotz allgemeiner Wirtschaftskrise, florierende Geschäfte. „In den ersten neun Monaten des laufenden Geschäftsjahres (2023) verdoppelte sich das Nettoergebnis beinahe und erreichte rund 3,8 Milliarden Euro, wie aus der aktuellen Zwischenbilanz des Unternehmens hervorgeht. Im Vergleichszeitraum des Vorjahres hatte RWE unter dem Strich rund 2,1 Milliarden Euro als Gewinn erwirtschaftet. ‚Unsere Bilanz nach den ersten neun Monaten 2023 ist hervorragend‘, sagte RWE-Finanzchef Michael Müller. Davon sollen auch die Aktionäre des Konzerns profitieren, darunter Revierstätte wie Dortmund, Essen und Mülheim sowie der neue Großaktionär Katar.“⁹⁰ Selbst der schon totgesagter Kohleverstromer⁹¹ Steag, erzielte im Jahr 2022, trotz allgemeiner schwerer Wirtschaftskrise, einen riesigen Gewinn in Höhe von 1,91 Mrd. EUR.⁹²

Unter den guten Ergebnissen der Energiewirtschaft leidet dann aber in der nachfolgenden Wertschöpfungskette u.a. die Stahlindustrie, die jetzt schon auf viel Strom angewiesen ist und die in Zukunft im Rahmen einer „grünen Wasserstoffstrategie“ noch mehr Strom benötigen wird. So meldet der Marktführer der deutschen Stahlindustrie, Thyssenkrupp, für das abgelaufene Geschäftsjahr 2022/23 einen massiven Verlust von 2 Mrd. EUR. Ursächlich seien vor allem Wertberichtigungen in der Bilanz der Stahlsparte gewesen, von der man sich schon seit längerer Zeit wegen der hohen Verluste trennen will; trotz der 2 Mrd. EUR staatlicher Subventionen, die das Unternehmen gerade für die Wasserstoffstrategie erhalten hat.⁹³ Und selbst die Deutschen Edelstahlwerke (DEW), schon heute ein Marktführer bei „grünem Stahl“, schreibt hohe Verluste.⁹⁴ Die Stahlindustrie kann ihre massiv gestiegene Energierechnung nicht an den Absatzmärkten, z.B. an die Automobilindustrie weitergeben, die selbst aber wiederum glänzende Ergebnisse einfährt. So lauten hier die Schlagzeilen: „Mercedes meldet hohe Gewinne – dank Luxusautos“. Der Konzern baut weniger Autos, verdient aber dennoch prächtig, weil die Kunden vor allem teure Wagen wollen und auch der Konkurrent BMW meldet seit Jahren Rekordgewinne. Allein 2022 waren es 18,6 Mrd. EUR – fast die Hälfte mehr als im Vorjahr.

Die Kosten und weit überzogenen Gewinne müssen aber in der Wertschöpfungskette immer von den Abnehmern bezahlt werden. Branchen und Unternehmen, die dies nicht an ihre Kunden weiterwälzen können, bekommen große Probleme. Leidtragende sind hier insbesondere die Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen (vgl. Kap. 3.2).

⁸⁸ Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Die Zukunft der großen Energieversorger, Konstanz, München 2015

⁸⁹ Vgl. Kungl, G., Die grossen Stromkonzerne und die Energiewende, (Diss.), Frankfurt a.M./New York 2018

⁹⁰ Meinke, U., RWE kann Gewinn nahezu verdoppeln, in: WAZ vom 15. November 2023

⁹¹ Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., Perspektiven der STEAG GmbH als kommunales Energieunternehmen im Kontext der Energiewende, Hannover, Lüdinghausen 2012

⁹² Schulte, S., Steag meldet Rekordgewinn von 1,9 Milliarden, in: WAZ vom 24. November 2023

⁹³ Vgl. Meinke, U., Thyssenkrupp mit Milliarden-Verlust, in: WAZ vom 23. November 2023

⁹⁴ Vgl. Helmecke, J., DEW: Rote Zahlen trotz grünen Stahls, in: WAZ vom 11. September 2023

Am Ende der Wertschöpfungskette landen ohnehin alle Kosten und Mehrwertfaktoren (Zinsen, Grundrenten und Gewinne) aus der Preisgleichung bei den Endverbrauchern, bei den rund 40 Millionen privaten Haushalten, darunter 21 Millionen Rentnerhaushalte. Die Endverbraucher sind hier sozioökonomisch eine stark differenzierte Gesamtheit. Viele davon können steigende Energiepreise auf Grund der Energiewende nicht bezahlen und auch alle die Preissteigerungen nicht, die am Ende in vielen Endprodukten involviert sind. Der Staat musste hier bereits mit massiven Transferzahlungen den privaten Haushalten helfen und dies wird auch weiter notwendig sein. Genauso gilt das für viele kleine und mittelgroße Unternehmen, die ihre gestiegenen Stromrechnungen über ihre Absatzmarktpreise nicht weiterwälzen können und in Folge womöglich Verluste erleiden oder nur noch so geringe Gewinne erzielen, dass sie nicht mehr hinreichend investieren können. Viele sind schon und werden auch weiter, wegen der Energiewende als submarginale Anbieter, aus dem Markt ausscheiden müssen.

Weder in der politischen noch in der wissenschaftlichen Diskussion über die Energiewende werden die Interessenwidersprüche auf dem „kapitalistischen Spielfeld“ hinreichend thematisiert. Oberflächliche und interessengeleitete Diskussionen sind die Folge. Dies erklärt möglicherweise auch das Fehlen eines Masterplans zur Energiewende, der notwendigerweise aufzeigen müsste, wie die Interessenwidersprüche ausgesteuert werden sollen.

4.2 Hohe Strompreise mit diskriminierendem Charakter

Die deutschen Strompreise gehören in der EU zu den höchsten, auch weil der Staat über Steuern heftig mitverdient. Sie haben zudem noch einen preisdiskriminierenden Charakter, indem die Großabnehmer für die Kilowattstunde wesentlich weniger zahlen müssen als die Kleinabnehmer. Hierdurch können die Energieversorger, im Gegensatz zu einer einheitlichen Preisbildung, ihre Gewinne durch eine Abschöpfung der Konsumentenrente steigern.⁹⁵ Dies lässt sich auch nicht, wie von den Stromproduzenten immer wieder behauptet, mit einer Grenzkostenpreisbildung bezogen auf die einzelnen Nachfragergruppen rechtfertigen. Weder die Höchstpreise der Gewerbekunden innerhalb der Gruppe der Tarifabnehmer noch die Niedrigstpreise der Großkunden mit ihren Sonderverträgen erscheinen hier wirtschaftlich gerechtfertigt. Lediglich bei den spannungsabhängigen Netz- bzw. Verteilungskosten ist eine Preisdifferenzierung, die keine Preisdiskriminierung impliziert, durch eine „mehrstufige Divisionskalkulation“ nachvollziehbar.⁹⁶

Vor diesem Hintergrund sollte zum einen – auch mit Hilfe der Kartellbehörden – die Praxis der Preisdiskriminierung überprüft werden. Auf den Prüfstand gehört dabei zum anderen auch die differenzierte Preisstellung in einem sogenannten Arbeits- und Leistungspreis („zweigliedriger Stromtarif“). Schon 1986 schrieb der Vorstandsvorsitzende der Saarbrücker Stadtwerke AG, das zweigliedrige Tarifsysteem sei kontraproduktiv und elektrizitätswirtschaftlich unlogisch. Es erfülle weder das Ziel einer wirtschaftlich rationalen noch einer nachhaltigen Energieverwendung und verletze das kaufmännische Prinzip einer verursachungsgerechten Kostenverrechnung. Außerdem sei es nicht einmal im Eigeninteresse der Energieversorger zur Vermeidung von Spitzenlasten geeignet. Das zweigliedrige Tarifsysteem wirke dagegen verbrauchsfördernd und führe zu einer „Bestrafung“ des sich energiewirtschaftlich rational verhaltenden Verbrauchers. Würde der zweigliedrige Tarif durch einen linearen Tarif auf Basis des durchschnittlichen Stromverbrauchs angepasst, so würde über den Strompreis ein Anreiz zum rationalen (verbrauchsmindernden) Umgang mit Strom geschaffen. Alle Stromnachfrager, die ihren Stromverbrauch unter dem Durchschnitt halten, würden durch niedrigere Strompreise belohnt, et vice versa.⁹⁷

Darüber hinaus sollten die Kartellbehörden – angesichts der Bedeutung der Branche – die Energieversorgung einer regelmäßigeren und intensiveren Kontrolle unterziehen und im Fall von Machtmissbrauch und dadurch entstehenden Übergewinnen intervenieren.

⁹⁵ Vgl. dazu ausführlich Bontrup, H.-J., *Volkswirtschaftslehre*, 2. Auflage, München 2004, S. 192ff.

⁹⁶ Bontrup, H.-J., Troost, A., *Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife*, PIW-Studien, Bremen 1988

⁹⁷ Vgl. Luther, G., Horn, M., Luhmann, H.-J., *Stromtarife – Anreiz zur Energieverschwendung? Diskussionsbeiträge zur Strompreispolitik*, Karlsruhe 1979

4.4 Politikversagen

Umsetzungsschwierigkeiten bei der Energiewende ergeben sich aber nicht nur aus den bislang aufgezeigten Interessendivergenzen, sondern auch aus einem Politikversagen. „Der Staat“, gelenkt durch die politischen Entscheidungsträger, ist in einer indirekten (parlamentarischen) Demokratie selbst von widersprüchlichen Parteiinteressen bis zu persönlichen Interessen von Abgeordneten und Ministern durchsetzt und wird nicht zuletzt auch deshalb von den Interessen aus der Wirtschaft ständig angegangen, die jeweiligen Partialinteressen durchzusetzen und zu befriedigen.⁹⁸ Dazu gibt es in der Wissenschaft zwei wesentliche Erklärungen. Erstens: Die beiden Philosophen Theodor Adorno und Max Horkheimer sprachen in diesem Kontext schon in den 1960er Jahren von einer „privilegierten Komplizenschaft“ zwischen Vertretern aus Wirtschaft und Politik.⁹⁹ Zweitens: Die kapitalistisch inhärenten Bewegungsgesetze tendieren zu „staatsmonopolistischen Komplexen“,¹⁰⁰ in denen sich marktmächtige Unternehmen mit der Politik verbinden. Bode schreibt dazu: „Seit dem Fall der Mauer ist eine neue Qualität des Lobbyismus entstanden aufgrund der dramatisch gewachsenen Markt- und Finanzmacht der Konzerne. Diese Markt- und Finanzmacht ist zu einer politischen Macht geworden. Es hat sich ein industriell-politischer Komplex herausgebildet, in dem Konzerne und Politik zum gegenseitigen Nutzen eine Zweckgemeinschaft bilden, die keine Entscheidungen mehr gegen Konzerne trifft. Das hat verheerende Auswirkungen auf die Demokratie und verursacht gewaltige Schäden.“¹⁰¹ Ein Merkmal dieser Macht ist dabei u.a. auch, dass unternehmerische Kosten durch Subventionen sozialisiert und die Gewinne privatisiert werden.¹⁰² Hierzu nur ein aktuelles Beispiel im Kontext mit den viel geforderten Wasserstoffprojekten innerhalb der Energiewende: „Der Energiekonzern RWE hält einem Medienbericht zufolge Investitionen in grüne Wasserstoff-Technologie nur für vertretbar, wenn die Regierung dafür Subventionen zur Verfügung stellt. Der Essener Konzern könne im Moment ohne staatliche Hilfen keine klimafreundlichen Wasserstoff-Projekte anstoßen, „denn wir werden kein Vorhaben freigeben, das sich nicht rechnet“, sagte die für das Wasserstoffgeschäft zuständige Vorständin Sopna Sury.“¹⁰³

Auch in der internationalen Politik verschaffen sich Großkonzerne über ihren Lobbyismus erheblichen Einfluss auf die Politik. Wie sonst wären die Milliarden-Subventionen an Konzerne aus dem fossilen Sektor zu erklären: „Der Internationale Währungsfonds (IWF) errechnete, das Kohle, Öl und Gas, im Jahr 2015 weltweit mit rund 5.300 Milliarden Dollar subventioniert wurden – mehr als alle staatlichen Ausgaben für Gesundheit. Fast 90% dieser Subventionen (rund 4.600 Milliarden Dollar) sind Kosten, die Ökonomen als externalisierte Kosten bezeichnen; gemeint ist damit, dass die Verursacher Schäden herbeiführen, für die andere bezahlen müssen – zum Beispiel Steuerzahler, mit deren Geld Klimaflüchtlinge umgesiedelt und Dämme gegen den steigenden Meeresspiegel gebaut werden wie an den Küsten der USA.“¹⁰⁴

⁹⁸ Zur indirekten Demokratie gibt es die Alternative einer direkten Demokratie, wie sie heute nur in der Schweiz praktiziert wird. Vgl. dazu ausführlich Sommer, A. U., *Eine Demokratie für das 21. Jahrhundert. Warum die Volksvertretung überholt ist und die Zukunft der direkten Demokratie gehört*, Freiburg i. Br. 2022. Die ehemalige Bundesverfassungsrichterin Gertrude Lübke-Wolff hat zur direkten Demokratie ein interessantes Buch zur rechtlicher Sicht geschrieben: *Demophobie. Muss man die direkte Demokratie fürchten?*, Frankfurt a. M. 2023

⁹⁹ Vgl. Horkheimer, M., Adorno, T., *Dialektik der Aufklärung. Philosophische Fragmente*, 23. Aufl., Frankfurt a. M. 2017, Voigt, L., *Stand der privilegierten Komplizenschaft in Deutschland und die Folgen der Demokratie*, Universität Siegen 2020, Lindemann, K., *Finanzkapitalismus als Beutesystem. Der Neoliberalismus und die Aktualität des Racket-Begriffs*, in: *Blätter für deutsche und internationale Politik*, Heft 9/2014

¹⁰⁰ Vgl. Autorenteam: *Der Staat im staatsmonopolistischen Kapitalismus der Bundesrepublik. Staatsdiskussion und Staatstheorie*, Frankfurt a.M. 1981, Dolata, U., Gottschalk, A., Huffschnid, J. *Staatsmonopolistische Komplexe als neue Organisationsform des Kapitals im staatsmonopolistischen Kapitalismus*, in: *IMSF, Köln 1986*, Binus, G., Landefeld, B., Wehr, A., *Staatsmonopolistischer Kapitalismus*, 2. Aufl., Köln 2015

¹⁰¹ Ebenda, S. 8

¹⁰² Dies ist auch beim „Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung“ (BT Drucksache 18/10469) der Fall gewesen. Hier übernimmt der Steuerzahler die Kosten der Atommüllentlagerung von denen die AKW-Betreiber E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW sowie die Münchner Stadtwerke entlastet worden sind, zuvor aber gigantisch hohe Profite mit dem Atomstrom privatwirtschaftlich realisiert haben. Vgl. dazu ausführlich Bontrup, H.-J., *Schriftliche Stellungnahme zum Gesetz, Anhörung von Sachverständigen im Bundestag am 1. Dezember 2016, Ausschuss für Wirtschaft und Energie, Ausschussdrucksache 18(9)1057*

¹⁰³ *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, „RWE will nur mit Subventionen in grünen Wasserstoff investieren“, 17. August 2023

¹⁰⁴ Bode, T., *Die Diktatur der Konzerne, a.a.O.*, S. 63f.

Die Macht vieler Konzerne¹⁰⁵ auf den Märkten und – vermittelt über den Lobbyismus – in der Politik auf der einen Seite sowie die Ohnmacht der Politik¹⁰⁶ dagegen auf der anderen Seite lassen wenig Hoffnung auf eine sozioökonomisch ausgewogene Energiewende zu. Dies gilt umso mehr, als der Staat kein politisch „neutraler Staat“ ist, der das ganze Wohl der Gesellschaft im Fokus hat. Der auch im Keynesianismus und Post-Keynesianismus suggerierte Eindruck von wohlwollenden und gleichgerichteten politischen Entscheidungsträgern war schon immer falsch und wird von der „Neuen Politischen Ökonomie“ (NPÖ) zurückgewiesen. So wie es ein Marktversagen gibt, gibt es auch ein vielfältiges Staats- und Politikversagen.¹⁰⁷ Politiker und Parteien verfolgen in indirekten parlamentarischen Demokratien Eigeninteressen, die zwar auch am Gemeinwohl orientiert sein können, aber nicht sein müssen, sondern häufig nur Partialinteressen befriedigen. Hier besteht dann die Gefahr einer Verselbstständigung. „Der Bundestag agiert abgehoben und fern der Lebensrealität der Menschen“ kritisiert die Soziologie-Professorin Christiane Bender von der Helmut-Schmidt-Universität der Bundeswehr Hamburg in einem Interview mit der Frankfurter Rundschau.¹⁰⁸ Dies führt zu einer zunehmenden Demokratieverdrossenheit im Volk. Bei der letzten Bundestagswahl 2021 stellten die Nicht-Wähler die größte „Partei“. Bezogen auf die Wahlberechtigten ist die derzeitige „Ampel-Regierung“ nur von 49,5%, also knapp der Hälfte, der Bürger und Bürgerinnen gewählt worden. Das Vertrauen in die Demokratie schwindet rapide, stellt in einer jüngsten repräsentativen Umfrage die Körber-Stiftung fest. In der Umfrage sagten 71% auch, dass Entscheidungsträger in Politik und Medien in ihrer „eigenen Welt“ lebten, aus der sie auf den Rest der Bevölkerung herabschauten. Fast die Hälfte der Deutschen (46%) findet, dass es im Land weniger bis gar nicht gerecht zugeht.“¹⁰⁹

Und die Ökonomie als Wissenschaft trägt hier auch nur wenig zur objektiven Aufklärung bei, weil sie eben nicht eindeutig, sondern von vielen konträren Theorien durchsetzt ist. Die interessengeleitete Politik kann sich hier immer ihre „passende Theorie“ aussuchen und sich so hinter der Wissenschaft verstecken. „Wir haben viele wirtschaftliche und auch wissenschaftliche Akteure, die Eigeninteressen verfolgen und dadurch Vertrauen verspielt haben,“ stellt der bekannte Umwelt- und Nachhaltigkeitsforscher Ortwin Renn fest.¹¹⁰

Wie soll in diesem Umfeld die Energiewende gelingen? Das scheint unmöglich zu sein. Die Kostenlast muss trotz aller Schwierigkeiten gerecht verteilt werden. Es sollte möglich sein, dass sich hierauf zumindest die herrschende Politik mit der Wissenschaft unisono einigen kann. Und es muss auch aufhören, diejenigen noch zu unterstützen, die mit ihrer Macht gegenüber der Politik ihre Interessen durchsetzen können, aber in Wirklichkeit keine Unterstützung brauchen. Die Finanzierungsfunktion der Energiewende hat hier schlicht ökonomische Grenzen. Das zeigt überdeutlich die wirtschaftliche Situation, die jetzt nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes zur Schuldenbremse eingetreten ist. Hilfe ist auf diejenigen zu reduzieren und zu konzentrieren, die sie wirklich benötigen. Dazu ist ein politischer Paradigmenwechsel überfällig, der die heute immer noch bestehende Umverteilungsmacht zu Gunsten einer kleinen gesellschaftlichen Schicht beendet. Um es gerecht zugehen zu lassen, dafür gibt es in Deutschland, in Summe eines der reichsten Länder der Erde, einen hinreichenden Spielraum beim Einkommen und Vermögen.

¹⁰⁵Vgl. dazu ausführlich Attac Österreich (Hrsg.), *Konzernmacht Brechen! Von der Herrschaft des Kapitals zum Guten Leben für Alle*, Wien 2016

¹⁰⁶Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., *Volkswirtschaftslehre aus orthodoxer und heterodoxer Sicht*, Berlin, Boston 2021, S. 272ff.

¹⁰⁷Vgl. Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M., *Volkswirtschaftslehre aus orthodoxer und heterodoxer Sicht*, Berlin, Boston 2021, S. 589ff.

¹⁰⁸Vgl. Frankfurter Rundschau vom 4. September 2023, S. 2f., „Raus aus der Blase, ran an die Basis“

¹⁰⁹Vgl. WAZ vom 18. August 2023

¹¹⁰Ortwin Renn, in: Deutschlandfunk, Internetabruf am 23. Februar 2023

4.5 Umverteilungserfordernisse der Energiewende

Das Gelingen der Energiewende hängt neben einem politischen Durchsetzen gegen wirtschaftlich aufgebaute Macht und einer diffizilen Interessenpolitik entscheidend von der Verteilungsfrage ab.¹¹¹ In dem Kontext ist zwischen der marktbezogene Primärverteilung und der Sekundärverteilung durch staatliche Umverteilung mit den Instrumenten der Steuerpolitik zu unterscheiden. Die Sekundärverteilung wird dabei stark durch Einkommens- und Vermögensbesteuerung aber auch durch indirekte Verbrauchsbesteuerung beeinflusst.

4.5.1 Marktbezogene Primärverteilung und Energiewende

Damit das „Preisschild für die Natur“ für alle bezahlbar ist, muss eine gerechtere marktbezogene Primärverteilung herbeigeführt werden (vgl. Anhang in Kap. 6.3). Die damit verbundene Verteilungsfrage regeln Gewerkschaften und Unternehmerverbände im Rahmen der verfassungsrechtlichen Tarifautonomie (Art. 9 (3) GG) und dem Tarifvertragsgesetz (TVG). Die Gewerkschaften sind hier heute bei einer Tarifbindung von lediglich nur rund 50% der Beschäftigten¹¹² aber kaum noch in der Lage, zumindest den notwendigen verteilungsneutralen Spielraum für alle abhängig Beschäftigten durchzusetzen, bei dem in Höhe der Produktivitäts- und Inflationsrate sowohl die Bruttolöhne und -gehälter als auch die Kapitaleinkommen (Zinsen, Grundrenten und Gewinne) in gleicher Höhe steigen. Legen die Nominallöhne nicht mit der Produktivitäts- und Inflationsrate zu, so kommt es zu einer Umverteilung zur Mehrwertquote, et vice versa.

Die Statistiken zur Primärverteilung zeigen deutlich, dass es in Deutschland zu einer Umverteilung zu Gunsten der Kapital- bzw. Mehrwert Einkommen und damit zu Lasten der Arbeitsentgelte gekommen ist. Hier sind dann noch nicht die unterschiedlich hohen Einkommen in Ost- und Westdeutschland,¹¹³ zwischen Frauen und Männern¹¹⁴ sowie die allgemein ungleiche personelle Verteilung der Einkommen berücksichtigt.¹¹⁵

Auf Basis der Lohnquote III von 1991-2022,¹¹⁶ bezogen auf das Jahr 1993, sind in absoluten Beträgen gerechnet, 4,070 Billionen EUR von den Arbeitnehmer- zu den Mehrwertentgelten umverteilt worden. Geht man dagegen von der vom Statistischen Bundesamt amtlich veröffentlichten Lohnquote aus, so ist es selbst auch hier zu einer enormen Umverteilung gekommen – diese fällt aber mit 2,423 Billionen EUR wesentlich geringer aus.

¹¹¹ Zur grundsätzlichen Bedeutung der Verteilungsfrage in der Ökonomie vergleiche: Werner, J., *Verteilungspolitik*, Stuttgart New York 1979, Schäfer, C., Standfest, E., Welz Müller, *Verteilung und Umverteilung unter veränderten Wachstumsbedingungen*, Köln 1982, Külp, B., *Verteilung, Theorie und Politik*, 3. Aufl., Stuttgart Jena 1994, Müller, K., *Irrwege der Verteilungstheorie*, Berlin 1980, Atkinson, A. B., *Ungleichheit. Was wir dagegen tun können*, Stuttgart 2016, Reuter, N., *Wachstumseuphorie und Verteilungsrealität*, 2. Aufl., Marburg 200, Piketty, T., *Das Kapital im 21. Jahrhundert*, München 2014, Hirschel, D., *Das Gift der Ungleichheit*, Bonn 2020

¹¹² Im Jahr 2000 lag die Tarifbindung noch bei 68%. Vgl. Böckler Impuls, 16/2021

¹¹³ Böckler Impuls, Nr. 15/2022, „Die innerdeutsche Lohnlücke“

¹¹⁴ Vgl. Hobler, D., Lott, Y, Phahl, S., Unrau, E., *Stand der Gleichstellung von Frauen und Männern*, WSI-Report, Nr. 72, Februar 2022

¹¹⁵ Vgl. dazu ausführlich Mittelbach, H., *Lohn- und Kapitaleinkommen in Deutschland von 1990 bis 2010*, Köln 2013, Görgens, H., *Sind die Löhne in Deutschland zu hoch? Zahlen, Fakten, Argumente*, Marburg 2007, Anselmann, C., *Spitzeneinkommen und Ungleichheit. Die Entwicklung der personellen Einkommensverteilung in Deutschland*, Marburg 2013

¹¹⁶ Zu den Unterschiedlichen Lohnquoten vergleiche den Anhang II „Differenzierte Verteilungsergebnisse“.

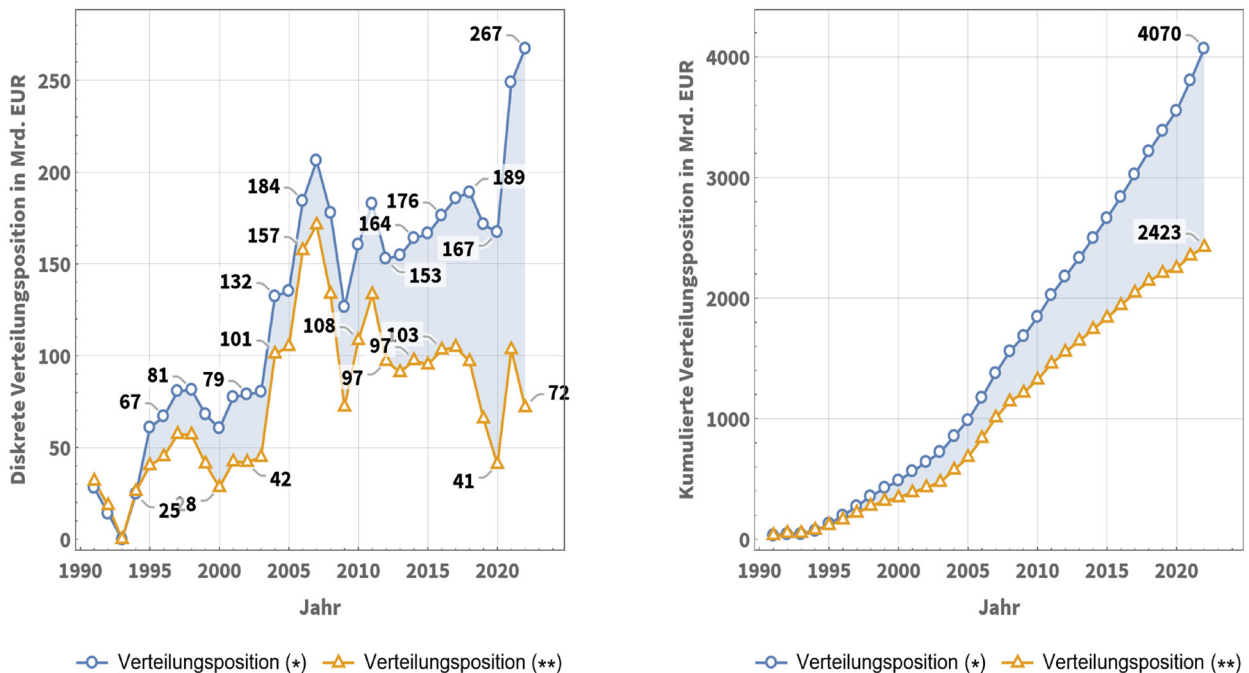


Abb. 4.1: Funktionale Einkommensverteilung in Deutschland.
 (*) auf Basis der Lohnquote III von 1999, (**) auf Basis der amtlichen Lohnquote von 1993.
 Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Vergleicht man die unterschiedlichen Lohnquoten (vgl. Abb. 4.1), so ist die amtlich ausgewiesene Lohnquote über den gesamten Zeitraum von 1991 (71,0%) bis 2022 (71,2%), um 0,2 Prozentpunkte, gestiegen. Hier war aber in den Jahren 1991-2007 ein starker Verfall der Lohnquote zu verzeichnen, bis auf 64,5%, um 6,5 Prozentpunkte. Dabei wirkte sich merklich die politisch initiierte Umverteilungspolitik von den Arbeits- zu den Mehrwerteinkommen aus. Ab 2008, während der schweren Finanz- und Wirtschaftskrise bis 2009, deren wesentliche Ursache diese Umverteilung weltweit war,¹¹⁷ stieg die Lohnquote bis 2022 wieder auf 71,2%, um 6,7 Prozentpunkte, an. Davon waren aber allein von 2007-2009 krisenbedingt 5,2 Prozentpunkte verursacht, weil in der Krise bei einem insgesamt rückläufigen Volkseinkommen von 1.867,2 Mrd. Euro auf 1.805,3 Mrd. Euro, also um 61,9 Mrd. Euro, die kontraktbestimmten Arbeitsentgelte weniger stark zurückgehen als die residualen Gewinneinkünfte. Dämpfend wirkten sich hier im Rückgang des Mehrwerts auch die überwiegend vertraglich determinierten Zins- und Grundrenteneinkommen aus. Der weitere Anstieg der Lohnquote von 2007-2022 erklärt sich aus der starken Zunahme der abhängig Beschäftigten, um knapp 5,8 Millionen.

Ähnlich war der Lohnquotenverlauf der Lohnquote III, nur mit einem wesentlich niedrigeren Niveau. Unter Berücksichtigung von Abschreibungen, Beschäftigtenquote und kalkulatorischem Unternehmerlohn lag die Lohnquote 1991 bei 66,2%. Sie ging bis 2007 um -5,6 Prozentpunkte auf 60,6% zurück und war mit kleineren Schwankungen bis 2022 mit 60,5% relativ stabil. Entsprechend ergänzend zu 100 Prozent war der Verlauf der Mehrwertquote III.¹¹⁸

¹¹⁷ Vgl. Bontrup, H.-J., *Zur größten Finanz- und Wirtschaftskrise seit achtzig Jahren. Ein kritischer Rück- und Ausblick mit Alternativen*, Hannover 2011, Hufschmid, J., *Politische Ökonomie der Finanzmärkte*, 2. Aufl., Hamburg 2002

¹¹⁸ Zu den einzelnen Jahreswerten vergleiche den Anhang in Kap. 6.3.

Vor diesem gesamten Hintergrund der Lohn- und Mehrwertquoten III offenbaren die empirischen Ergebnisse der Primärverteilung ein beträchtliches Umverteilungspotenzial von den Mehrwert- zu den Arbeitseinkommen. Bei einer Ist-Lohnquote III von 60,5% im Jahr 2022 und getätigten privaten Bruttoinvestitionen in Höhe von 769,4 Mrd. EUR (die staatlichen Bruttoinvestitionen lagen bei 102,4 Mrd. EUR) war der Mehrwertüberschuss mit 666,2 Mrd. EUR gigantisch. Allein 2022 hätten hier bei einer unterstellten Lohnquote III in Höhe von nur 70% statt realiter 60,5%, rechnerisch 344,5 Mrd. EUR von den Mehrwertereinkünften zu den Arbeitseinkommen primär umverteilt werden können. Davon hätten in der aufgezeigten Systematik auch die arbeitenden Kapitaleigner mit ihrem Unternehmerlohn profitiert. Der Mehrwert in Höhe von 1.091,1 Mrd. EUR (Mehrwertquote 30%) wäre dann zur Finanzierung der gesamtwirtschaftlichen privaten Bruttoinvestitionen in Höhe von 769,4 Mrd. EUR ohne jegliche Probleme mehr als ausreichend gewesen und die nichtarbeitenden Kapitaleigner hätten dann immer noch einen Mehrwertüberschuss von 321,7 Mrd. EUR erhalten (vgl. Tab. 4.1). Hier bestünde also durchaus noch eine viel größere Umverteilungsmöglichkeit, auch zugunsten von Investitionen.

Alternative Verteilungen 2022				
Volkseinkommen plus Abschreibungen	Arbeitnehmerentgelt plus Unternehmerlohn	Mehrwert minus Unternehmerlohn	Bruttoinvestitionen*	Mehrwert- überschuss
3.636,9	2.201,3	1.435,6	769,4	666,2
Lohnquote III	60,5	39,5		
	2.545,8	1.091,1	769,4	321,7
Lohnquote III	70,0	30,0		
* Private Bruttoanlageinvestitionen (Bau- und Ausrüstungsinvestitionen)				
Quelle: eigene Berechnungen				

Tab. 4.2: Lohnquoten und Mehrwertüberschuss – Umverteilungsspielraum

Mit einer solchen Umverteilung der Primäreinkommen wären die Finanzierungsprobleme der Energiewende auf einzelwirtschaftlicher Ebene bei den privaten Haushalten gelöst. Alle Wirtschaftssubjekte könnten hier die Kosten (das „Preisschild“) der Energiewende ohne Probleme bezahlen. Außerdem hätte die primäre Umverteilung von der Mehrwert- zur Lohnquote noch weitere positive Effekte: Erstens würden mehr Güter nachgefragt und damit Wachstum und Beschäftigung sowie vermehrte Investitionen initiiert und zweitens hätte der Staat dadurch mehr Steuer- und Sozialversicherungseinnahmen.

Die funktionalen Lohnquoten sagen aber noch nichts über die personelle Verteilung der Arbeitnehmerentgelte aus. Da hier der Anstieg der Beschäftigtenzahlen um 5,8 Millionen überwiegend auf frauendeterminierte Teilzeit und prekäre Beschäftigungsverhältnisse zurückzuführen war, hat sich die personelle Einkommensverteilung realiter noch mehr verschlechtert. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) hat dazu in einer Studie herausgearbeitet, dass die Entwicklung der ungleichen Arbeitszeiten die Ungleichheit der Erwerbseinkommen massiv erhöht hat. „Hätten die abhängig Beschäftigten so viel oder wenig arbeiten können, wie sie wollten, wäre die Ungleichheit der Erwerbseinkommen nur halb so stark gestiegen.“¹¹⁹ Hier besteht demnach noch ein erhebliches und auch benötigtes Potenzial an Erwerbsstunden, nicht nur im Zuge der Energiewende, das mit einer entsprechenden Arbeitsmarkt- und Familienpolitik gehoben werden muss.

Wer soll aber dazu die erforderliche marktbezogene Primärumverteilung umsetzen? Die immer stärker erodierenden Gewerkschaften werden dies in den Tarifverhandlungen gegen die Interessen der Unternehmerverbände in Zukunft noch weniger leisten können als dies schon in der Vergangenheit der Fall war. Zu vertiefen wäre daher zur Stärkung der Gewerkschaften eine gesellschaftliche und wissenschaftliche Diskussion über:

¹¹⁹ Beckmannshagen, M., Schröder, C., *Entwicklung der Arbeitszeiten treibt die Ungleichheit der Erwerbseinkommen*, in: *DIW-Wochenbericht*, Nr. 33+34/2022, S. 427

- eine Pflichtmitgliedschaft aller abhängig Beschäftigten in den Gewerkschaften und aller Unternehmen in den Unternehmerverbänden;
- Maßnahmen zur verstärkten Einhaltung von Verteilungsneutralität auf Basis von Produktivitäts- und Inflationsraten und
- eine echte Gewinn- und/oder Kapitalbeteiligung der Beschäftigten.¹²⁰

Ohne den Ergebnissen dieser Diskussion vorgreifen zu wollen konstatieren die Autoren, dass ohne neue Instrumente innerhalb der primären Umverteilung sich eine sozioökonomisch stabile Energiewende in jedem Fall nur äußerst schwierig gestalten lässt. Angesichts der Machtproblematik (vgl. Kap. 4.2) und der Schwäche der Politik (vgl. Kap. 4.4) ist diesbezüglich jedoch Skepsis angebracht. Es würde mit Sicherheit zu einer massiven Gegenwehr aus dem Unternehmerlager und von den Kapital-Interessenvertretern in den Parlamenten kommen.

4.5.2 Profitrate und Investitionen

Neben der primären Umverteilung muss eine weitere Restriktion für die Energiewende beurteilt werden: die Profitrate, die Verzinsung des von Kapitaleigentümern eigenen und über Kredite bereitgestellten bzw. investierten Kapitals. Kein Unternehmen investiert hier ohne eine erwartete (hohe) Profitrate bei möglichst kurzen Amortisationszeiten. Dieser Zusammenhang entscheidet über Investitionen. Hier ist es in der Gesamtwirtschaft von 1999 bis 2022 in Deutschland nur zu niedrigen Nettoinvestitionen gekommen. Die Nettoinvestitionsquote lag jahresdurchschnittlich bei lediglich 3,3%.

Es liegt daher hierzulande eine deutliche und gesamtwirtschaftlich belastende Unterinvestition vor. Denn Investitionen sind der Treiber für eine wirtschaftliche Entwicklung. Nur wenn die Bruttoinvestitionen größer als die Abschreibungen sind, die Nettoinvestitionen also zulegen, wächst der Kapitalstock und damit der Reichtum einer Volkswirtschaft. Ein höheres BIP-Wachstum, lediglich durch Konsum getrieben, ist dagegen kein echtes Wachstum, weil all das, was in einer Wirtschaftsperiode konsumiert wird, auch verbraucht worden ist. Es ist schlicht weg!

¹²⁰ Vgl. dazu ausführlich Wagner, K.-R., Wagner (Hrsg.), *Mitarbeiterbeteiligung, Visionen für eine Gesellschaft von Teilhabern*, Wiesbaden 2002, Voß, E., Wilke, P., Maack, K., *Mitarbeiter am Unternehmen beteiligen, Modelle, Wirkungen, Praxisbeispiele*, Wiesbaden 2003, Bontrup, H.-J., Springob, K., *Gewinn- und Kapitalbeteiligung, Eine mikro- und makroökonomische Analyse*, Wiesbaden 2002, Bontrup, H.-J., *Gewinn- und/oder Kapitalbeteiligungen – ökonomische Utopie oder Notwendigkeit?*, in: *Intervention, Zeitschrift für Ökonomie*, Heft 1/2005, S. 95ff.

Jahr	Brutto- investitionen	Abschreibungen	Nettoinvestitionen	BIP nominal	Anteil Nettoinvestitionen an BIP in %
	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	
1999	432,3	297,1	135,2	2.059,5	6,6
2000	516,5	356,2	160,3	2.109,1	7,6
2001	498,8	367,7	131,1	2.172,5	6,0
2002	456,7	375,7	81,0	2.198,1	3,7
2003	451,9	379,7	72,2	2.211,6	3,3
2004	448,9	386,7	62,2	2.262,5	2,7
2005	445,9	393,1	52,8	2.288,3	2,3
2006	490,6	402,9	87,7	2.385,1	3,7
2007	534,4	423,3	111,1	2.499,6	4,4
2008	546,1	440,9	105,2	2.546,5	4,1
2009	453,8	451,9	1,9	2.445,7	0,1
2010	514,6	462,0	52,6	2.564,4	2,1
2011	582,7	478,1	104,6	2.693,6	3,9
2012	541,3	495,3	46,0	2.745,3	1,7
2013	563,8	509,8	54,0	2.811,4	1,9
2014	596,3	524,9	71,4	2.927,4	2,4
2015	597,5	542,8	54,7	3.026,2	1,8
2016	625,9	558,7	67,2	3.134,7	2,1
2017	684,9	581,4	103,5	3.267,2	3,2
2018	737,7	609,9	127,8	3.365,5	3,8
2019	768,3	640,4	127,9	3.473,3	3,7
2020	752,3	661,7	90,6	3.405,4	2,7
2021	838,8	704,9	133,9	3.601,8	3,7
2022	949,4	793,4	156,0	3.858,3	4,0
Σ	14.029,4	11.838,5	2.190,9	66.052,8	3,3
JD	584,6	493,3	91,3	2.752,2	

Quelle: Statistisches Bundesamt, VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1, eigene Berechnungen

Tab. 4.3: Brutto- und Nettoinvestitionen in Deutschland

Auch im öffentlichen Sektor liegen schwerwiegende Unterinvestitionen vor (vgl. Abb. 4.2). Von 1999 bis 2022 hat hier der Staat (Bund, Länder und Gemeinden) kumuliert lediglich 1.501,1 Mrd. EUR brutto investiert. Jahresdurchschnittlich waren das gerade 62,5 Mrd. EUR. Die Abschreibungen beliefen sich im gleichen Zeitraum auf 1.482,6 Mrd. EUR; jahresdurchschnittlich auf 61,7 Mrd. EUR, so dass sich die entscheidenden Nettoinvestitionen in den letzten 24 Jahren nur auf kumuliert 20,5 Mrd. EUR bzw. jahresdurchschnittlich 0,854 Mrd. EUR beliefen. In den Jahren 2003 bis 2008 und von 2012 bis 2016 waren die staatlichen Nettoinvestitionen sogar negativ und es kam in Folge zu einem Substanzverzehr beim staatlichen Kapitalstock. Ein insgesamt katastrophaler Befund! Dies bestätigt beispielsweise auch Jörg Kranz, der Chef des Herner Bauunternehmens Heitkamp: „Wir haben einen enormen Sanierungsstau. In den vergangenen Jahrzehnten sei Deutschlands Infrastruktur regelrecht ‚kaputtgespart‘ worden.“¹²¹

¹²¹ Jörg Kranz zitiert in: WAZ vom 03.11.23, „Brücken regelrecht ‚kaputtgespart‘“.

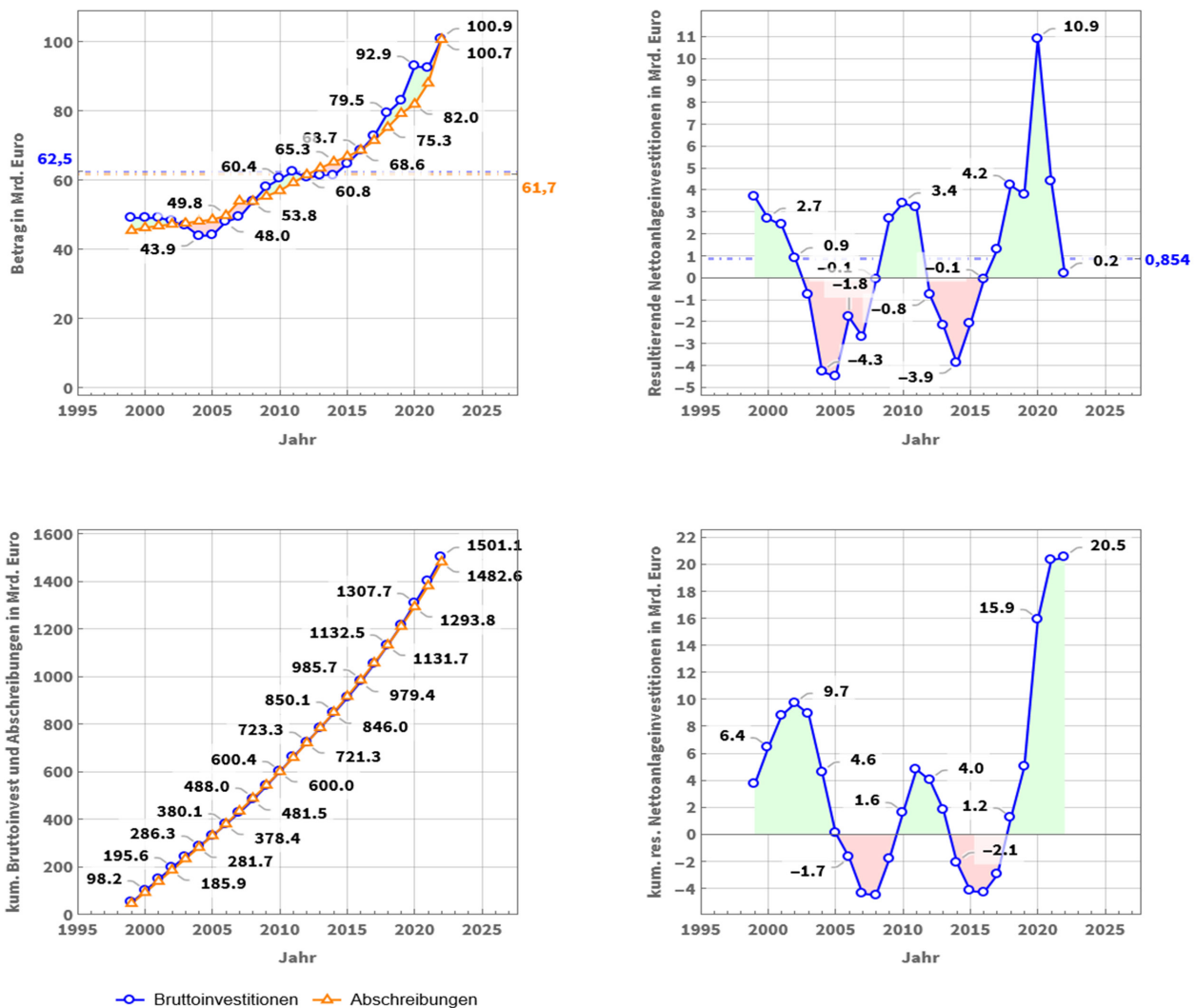


Abb. 4.2: Investitionen des Staates in Deutschland
 Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Dominiert wird das Investitionsverhalten in der privaten Wirtschaft letztlich von der gesamtwirtschaftlichen Profitrate, die sich wiederum aus der multiplikativen Verknüpfung der Kapitalproduktivität mit der Mehrwertquote bzw. 1 minus Lohnquote ergibt:

$$\text{Profitrate} = \frac{\text{Arbeitsproduktivität}}{\text{Kapitalintensität}} = \text{Kapitalproduktivität} * \frac{\text{Mehrwert}}{\text{Zins, Grundrente, Gewinn}} \cdot \frac{\text{Wertschöpfung}}{\text{Wertschöpfung}}$$

Hier ist in jüngerer Zeit im empirischen Befund von 1999 bis 2022 ein starker Rückgang der Profitrate zu verzeichnen gewesen (vgl. Abb. 4.3). Die gesamtwirtschaftliche Rendite ging um 5 Prozentpunkte von 11,6% (1999) auf 6,6% (2022) zurück. Der Jahresdurchschnitt der Profitrate lag bei 9,4%

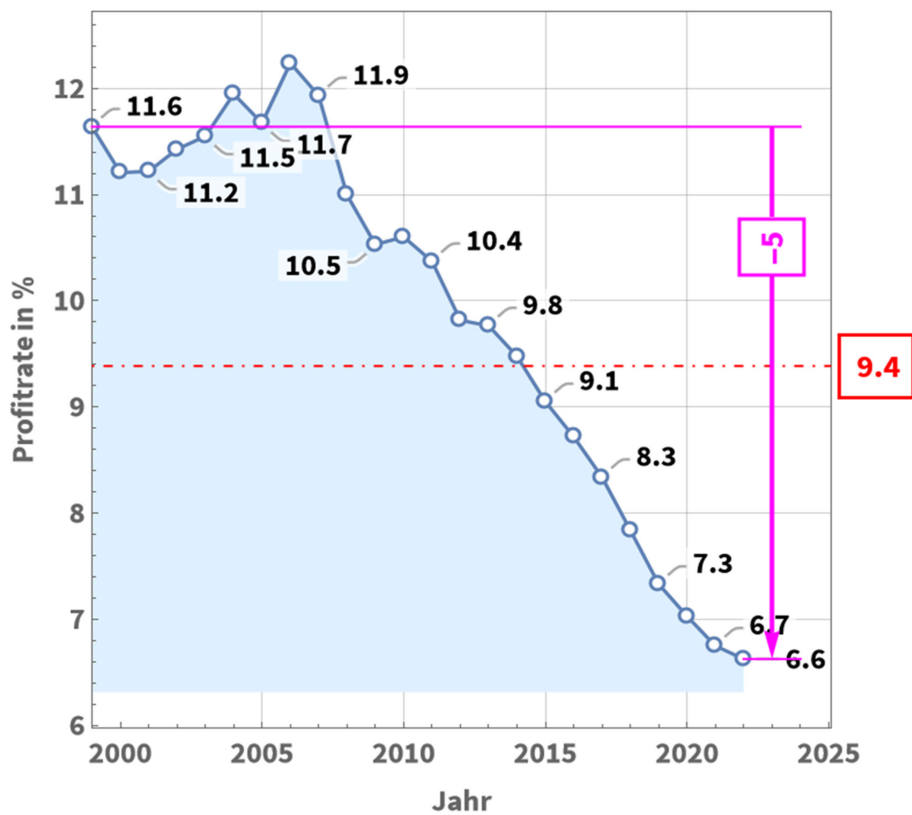


Abb. 4.3: Profiträte in Deutschland
Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Der Rückgang der Profiträte erklärt sich aus den einzelnen Komponenten (vgl. Abb. 4.4). So legte zwischen 1999 und 2022 die Arbeitsproduktivität jahresdurchschnittlich nur um 1,3% zu, während die Kapitalintensität zum 4,0% stieg und in Folge die Kapitalproduktivität um -2,7% sank.

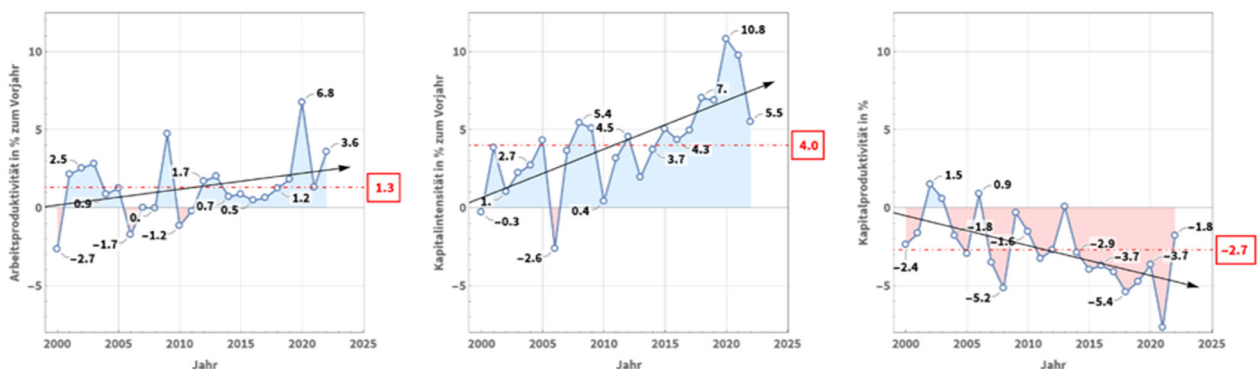


Abb. 4.4: Komponenten der Profiträte in Deutschland
Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Hier zeigt sich in der Gesamtwirtschaft eine insgesamt schlechte Performance der deutschen Wirtschaft. Es musste immer mehr Kapital je Arbeitsstunde eingesetzt werden, um eine selbst nur geringe und unzureichende Arbeitsproduktivität je Erwerbstätigenstunde zu erzielen. Und dies vor dem Hintergrund eines wirtschaftlichen Strukturwandels, der immer mehr in Richtung des tertiären Wirtschaftssektors geht, der mehr arbeits- als kapitalintensiv ist. Die dabei aber im Dienstleistungssektor grundsätzlich zu erzielenden geringeren Produktivitäten haben dies überlagert.

Bezieht man hier die gesamtwirtschaftliche Profitrate nur auf die einzelwirtschaftliche Eigenkapitalrentabilität, die im Zähler nicht den Mehrwert der gesamten Volkswirtschaft aufnimmt, sondern nur den einzelwirtschaftlichen Gewinn und im Nenner auch nicht den gesamtwirtschaftlichen Kapitalstock, sondern lediglich das von den Unternehmen eingesetzte Eigenkapital, so lag die jahresdurchschnittliche Eigenkapitalrentabilität nach Ertragssteuern von 1999 bis 2022 bei 15,7% (vgl. Abb. 4.5). Die Gesamtkapitalrentabilität nach Steuern (Gewinn plus Zinsen bezogen auf das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital) kam hier auf durchschnittlich 6,06% und die Umsatzrendite nach Steuern (Gewinn in Relation zum Umsatz) auf 3,14%.

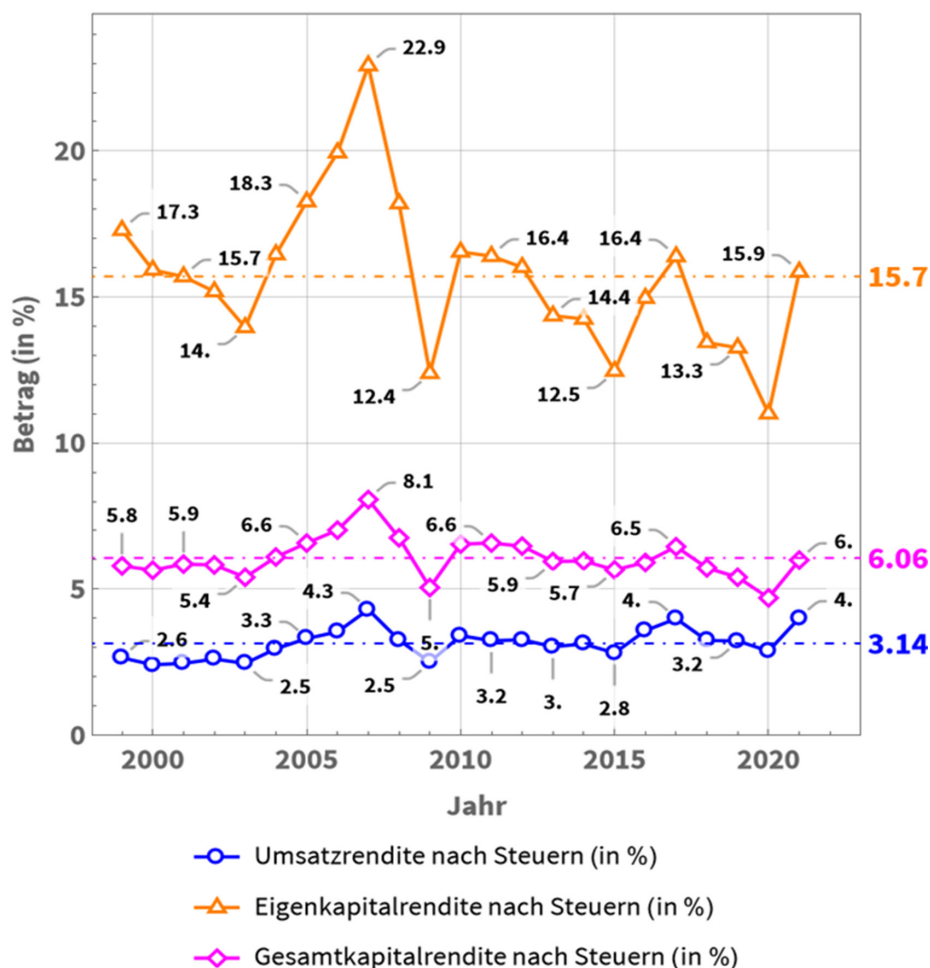


Abb. 4.5: Rentabilitäten nicht-finanzieller und dienstleistender Unternehmenssektor in Deutschland
 Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Diese einzelwirtschaftlichen Rentabilitäten in den produzierenden und dienstleistenden Unternehmen waren aber offensichtlich zu gering, um in den Unternehmen entscheidende hohe Nettoinvestitionen und damit ein entsprechendes Unternehmenswachstum auszulösen (vgl. Abb. 4.6). Die Nettoinvestitionen kamen hier im Durchschnitt der Jahre 1999 bis 2021 nur auf einen Wert von 26,2 Mrd. EUR, obwohl die Innenfinanzierungsquote bei jahresdurchschnittlich 186,0% lag.¹²² Der Cash-Flow aus versteuertem Gewinn plus Abschreibungen wurde nicht annähernd reinvestiert. In Folge kam die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate in den Unternehmen auf gerade 0,17%. Es lag also so gut wie kein Wachstum vor.

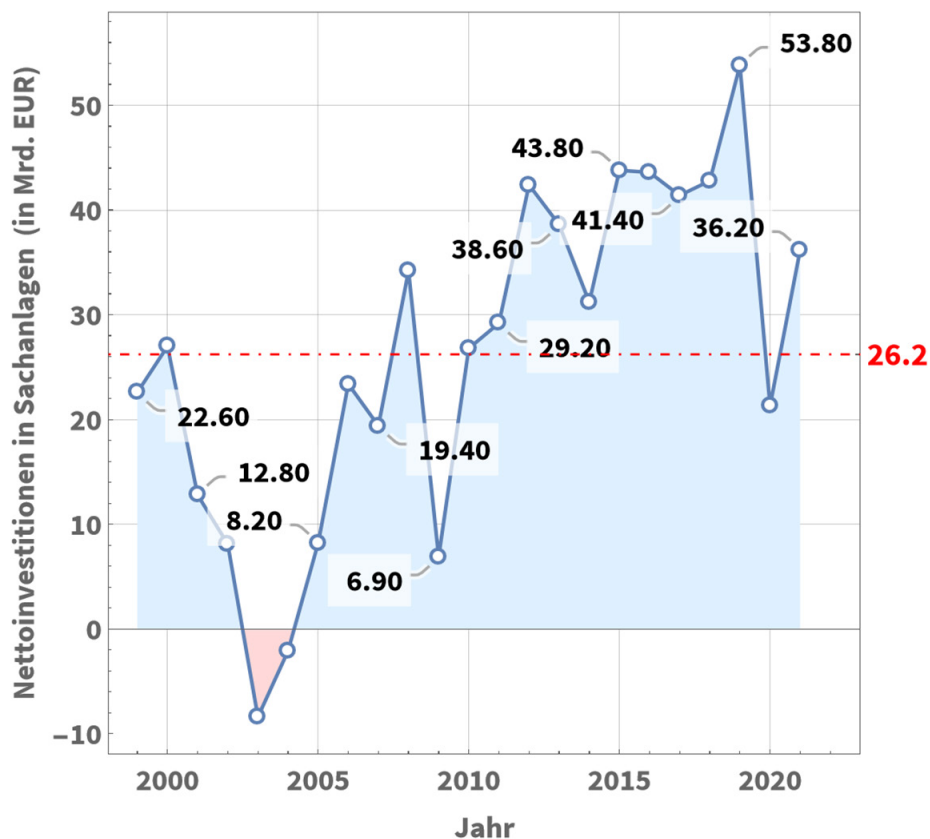


Abb. 4.6: Nettoinvestitionen in Sachanlagen in Deutschland

Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Ein Anstieg der Profitrate, um Investitionen anzureizen, hätte bei dieser Entwicklung nach einer Umverteilung der realisierten Wertschöpfungen in Richtung Mehrwertquote verlangt. Die Lohnquote hätte sinken müssen. Das war aber nicht der Fall. Die aufgezeigte Ist-Lohnquote III stagnierte zwischen 1999 und 2022 bei 60%.

Dabei haben wir aber zuvor im Kap. 4.5.1 abgeleitet, dass zur Umsetzung der Energiewende eine Umverteilung zur Lohnquote III notwendig ist und diese auch von gut 60% auf 70% angehoben werden kann. Es geht aber nicht nur um die Verteilungsfrage, sondern, wie zuvor aufgezeigt, auch um das Verhältnis aus Arbeitsproduktivität und Kapitalintensität. Würde demnach der Quotient aus beiden, die Kapitalproduktivität, steigen, so gäbe es auch einen Spielraum für eine höhere Lohnquote bei gleichzeitig steigender Profitrate.

¹²² Zu den einzelnen Jahreswerten vergleiche die Tabelle im Anhang I „Kapitalrentabilität“

Neben der wohl nur schwer zu lösenden Primär-Umverteilungsproblematik (im Kap. 4.5.1) zeigen die gesamten ex-post Rentabilitäts- und Investitionsbefunde, dass es die im Zuge der Energiewende zu tätigen Investitionen bezüglich ihrer Umsetzung sehr schwer haben werden. Jede hier potenziell in den Fokus genommene Investition muss durch das „Nadelöhr“ Profitrate bzw. Rentabilität. Erscheint diese den Kapitalgebern jeweils als zu gering, wird es keine Investitionen in die Energiewende geben. Je höher dabei – angesichts zwischenzeitlich restriktiverer Geldpolitik – noch das Zinsniveau für aufgenommenes Fremdkapital ausfällt, umso höher müssen dabei noch die Gewinnerwartungen auf das eingesetzte Eigenkapital ausfallen.

Auch Investitionen im staatlichen Sektor müssen, genauso wie Investitionen im privaten Sektor, finanziert werden. Beim Staat kann die Finanzierung durch Steuern und Abgaben sowie durch Staatsverschuldung erfolgen. Will der Staat sich nicht verschulden, wird er in diesem Kontext abhängig von der privaten Wirtschaft. Läuft diese nicht gut, so hat auch der Staat ein Problem. Er bekommt weniger Staatseinnahmen und kann in Folge, weniger ausgeben. Oder die Wirtschaft läuft gut, dann werden auch die politischen Handlungsspielräume für den Staat größer.

4.5.3 Öffentliche Investitionen und Staatsverschuldung

In Kap. 2.5 haben wir das erforderliche gesamtwirtschaftliche Investitionsvolumen für die Energiewende, gestützt auf Boston Consulting/Prognos bis 2050 und unter allen Vorbehalten, die für solche Prognosen gelten, auf etwa 90 Mrd. EUR/a eingeschätzt. Zugleich haben wir in dem Kontext auch auf die Bedeutung der gesellschaftlichen Rendite hingewiesen, die aber in Anbetracht der Externalitäten die privatwirtschaftliche Rendite übersteigt. Für das Durchführen privater Investitionen bleibt am Ende aber die private Rendite entscheidend. Kein Kapitaleigner berücksichtigt bei seinen Investitionsüberlegungen eine „gesellschaftliche Rendite“ und er kann es in einer kapitalistischen Konkurrenzordnung auch nicht. Hier unterliegt er immer einer „einzelwirtschaftlichen Rationalitätsfalle“ (John Maynard Keynes). Für das Bergen der „gesellschaftliche Rendite“ kann (muss) der Staat Sorge tragen.

Allein bezogen auf die öffentlichen und privaten Investitionen für die Energiewende dürfte die gesamtwirtschaftlich zur Verfügung stehende Sparsumme zur Finanzierung wohl ausreichend sein (vgl. Abb. 4.7). Vergleicht man dazu das gesamtwirtschaftliche ex-post Gleichgewicht im Jahresdurchschnitt der Jahre 1999 bis 2022, so zeigt uns die Gleichung $VerfE - C = S = I_{Netto} +/ - A_{Beitrag}$, dass das verfügbare Einkommen (VerfE) in Deutschland bei 2.271,3 Mrd. EUR lag und wovon 2.024,5 Mrd. EUR konsumiert (C) und damit 246,8 Mrd. EUR gespart wurden. Die Konsumquote lag somit bei 89,1% und die Sparquote bei 10,9%. Brutto investiert wurden jahresdurchschnittlich 584,6 Mrd. EUR und abgeschrieben 493,3 Mrd. EUR, so dass die gesamtwirtschaftlichen Nettoinvestitionen (I_{Netto}) nur bei 91,3 Mrd. EUR lagen; davon waren 20,5 Mrd. EUR staatliche Nettoinvestitionen (22,4%). In Folge kam es über einen Kapitalexport zu einer Kreditgewährung an die übrige Welt ($A_{Beitrag}$) in Höhe von 155,5 Mrd. EUR.

Das Ergebnis zeigt sich dann auch in den gesamtwirtschaftlichen Gläubiger-Schuldner-Positionen für Deutschland. Die Summe aller Schulden ist hier immer gleich groß der Summe allen Vermögens. Hier ergaben sich im empirischen Befund drei Gläubigersektoren: 1. Private Haushalte (inkl. aller Personengesellschaften und Einzelunternehmer sowie Organisationen ohne Erwerbzweck), 2. Nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften und 3. der Finanzielle Sektor. Von 1999 bis 2022 haben diese drei Sektoren 4.524 Mrd. EUR an Vermögenszuwachs akkumuliert. Jahresdurchschnittlich waren das 189 Mrd. EUR. Dem standen zwei Schuldnersektoren gegenüber: 1. der Staat und 2. das Ausland. Sie glichen mit ihren Schulden das Vermögen aus. Der Saldo war null. Der mit Abstand größte Schuldner war hier aber nicht der Staat, sondern das Ausland.

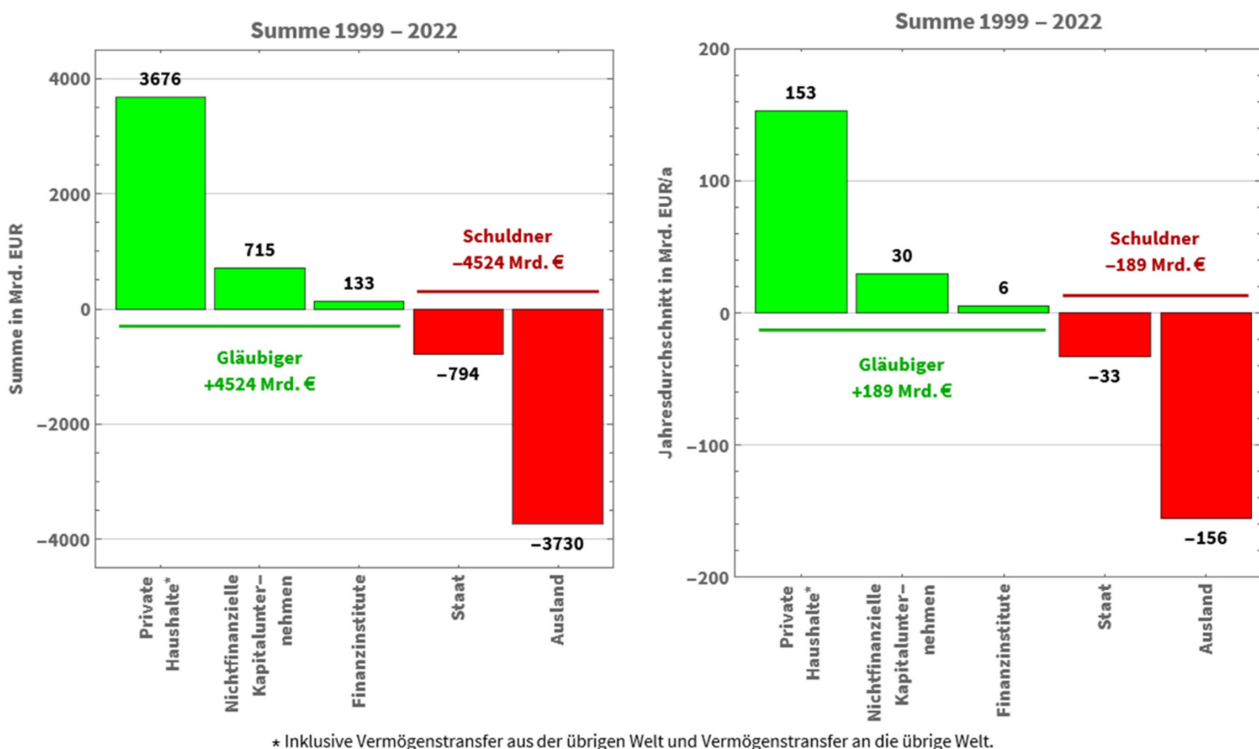


Abb. 4.7: Gläubiger-Schuldner-Positionen in Deutschland

Quelle: Statisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung, diverse Jahrgänge und eigene Berechnungen.

Richtig problematisch wird die Finanzierung der Energiewende allerdings unter Berücksichtigung des staatlichen Brutto-Investitionsvolumens für andere, ebenfalls gesellschaftspolitisch essenzielle Bereiche. Die Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik beziffert den Bedarf wie folgt:¹²³

- **Infrastruktur 150 Mrd. EUR/a**
 - Digitalisierung
 - Bahn, ÖPNV
 - Sozialer Wohnungsbau
 - Schulbauten, Sport- und Kulturstätten

- **Zusätzliche staatliche Ausgaben 100 Mrd. EUR/a**
 - gegen Arbeitslosigkeit
 - für Gesundheit/Pflege
 - für Bildung
 - für Rente
 - für allgemeine Sozialleistungen (inkl. Migration)

Das bedeutet, auf die 90 Mrd. EUR/a für die Energiewende kommen demnach noch 250 Mrd. EUR/a für zukünftig dringend benötigte staatliche Investitionen und Ausgaben hinzu. Selbst wenn man hier Abschreibungen in Höhe von 10% jährlich, also 34 Mrd. EUR/a abzieht, bleibt ein aus Ersparnissen zu finanzierendes Nettoinvestitionsvolumen von über 300 Mrd. EUR/a. Dazu wird die zukünftig generierbare gesamtwirtschaftliche Ersparnis kaum ausreichend sein. Weder durch ein weniger an privatem und öffentlichem Konsum noch durch ein Umwidmen der Spartätigkeit von Unternehmen als auch durch ein Verlagern der Spartätigkeit vom Aus- ins Inland (vgl. dazu noch einmal die Ableitungen in Kap. 2.5).

Eine Hilfe im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Ersparnisse gibt es dann aber doch, weil es neben der Ersparnis zu einer Kreditschöpfung durch das Bankensystem kommt und damit das umlaufende Kreditvolumen um ein Vielfaches höher ist als das Bargeld und das Zentralbankguthaben. Kredite sind damit nicht durch die gesellschaftliche Ersparnis begrenzt. „Gesamtwirtschaftlich können die Banken mehr Geld für Investitionen zur Verfügung stellen, als zuvor von der Gesellschaft durch Verzicht auf Konsum angespart wurde. Dies ist eine der Zentralaussagen der keynesianischen Revolution der Wirtschaftstheorie: Nicht das Sparen ist die Voraussetzung für das Investieren, sondern umgekehrt: Investitionen führen zu einer Steigerung des Volkseinkommens und, da von dessen Höhe das Sparen abhängt, damit auch zu einer Zunahme der gesamtwirtschaftlichen Sparsumme.“¹²⁴ Ob Unternehmer daher investieren, hängt nicht von einem imaginären, durch vorheriges Sparen geschaffenen Fonds verfügbarer Mittel, sondern in erster Linie von den Umsatz- und Renditeerwartungen ab.

Jede Ausgabenkürzung, wo immer sie in der Volkswirtschaft auch stattfindet, ob bei privaten Haushalten, Unternehmen und Staat oder ob es sich hier um die gleichen Akteure in den Ländern handelt, mit denen wir Handel treiben (das Ausland), immer führt hier eine Kürzung der Ausgaben bei gleichbleibenden Einnahmen dazu, dass am Ende die im System entscheidenden Gewinne der Unternehmer, auf die es nach allgemein herrschender Auffassung für die Dynamik der Volkswirtschaft und damit auch für die staatlichen Schulden ankommt, das diese Gewinne sinken.¹²⁵ Das bedeutet im gesamtwirtschaftlichen Befund, dass das Einkommen der Unternehmer immer gleich dem Wert der Investition ist, abzüglich des Wertes des Verbrauchs der Unternehmer selbst, aber abzüglich der Ersparnisse aller Nichtunternehmer, also auch der des Staates. Staatliches Sparen schlägt sich hier unmittelbar als Verminderung des Gewinns der Unternehmer nieder und staatliche Ausgabenüberschüsse (Schulden) vergrößern die Gewinne der Unternehmer.

¹²³ Vgl. Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik, diverse Memoranden, hier insbesondere das Memorandum aus dem Jahr 2023: *Globalisierung am Ende – Zeit für Alternativen*, Köln 2023, S. 23f.

¹²⁴ Hufschmid, J., *Politische Ökonomie der Finanzmärkte*, a.a.O., S. 30

¹²⁵ *Reagieren die Unternehmer dann auf sinkende Gewinne oder gar Verluste mit weiteren Ausgabenkürzungen, war der Normalfall ist, so verschlechtern sie unmittelbar die wirtschaftliche Situation aller Unternehmer weiter, weil ihre Kürzungen nichts Anderes bedeuten als Einnahmeausfälle für andere Unternehmen.*

Daher ist es wissenschaftlich unverständlich, dass Unternehmer und ihnen nahestehende Politiker gegen eine Staatsverschuldung opponieren. Jede bewusste Herbeiführung eines Ausgabenüberschusses, sei es von privaten Haushalten, der Seite des Staates oder des Auslandes oder von Unternehmern selbst, verbessert unmittelbar die Nachfrage- und Gewinnsituation der Unternehmer. Unternehmer und Politiker sollten sich daher im Gegenteil für eine Verschuldung einsetzen. Das zeigen auch die Finanzierungssalden für Deutschland im empirischen Befund. Ohne die systematische Verschuldung des Staates und insbesondere des Auslandes hätten die privaten Haushalte und der Unternehmenssektor in den vergangenen gut 20 Jahren nicht sparen können. Damit ist dann auch die Frage nach der sogenannten staatlichen Schuldenbremse im Kontext mit dem jetzt verhängten Urteil des Bundesverfassungsgerichts eindeutig beantwortet. Wenn es dem Staat hier nicht gelingt, den gesamten Unternehmenssektor wieder in die Rolle des Schuldners zurückzudrängen, muss er selbst diese Rolle übernehmen, es sei denn die Volkswirtschaft Deutschlands wird weiter darauf ausgerichtet das Ausland als Schuldner zu benutzen und hier weiter anzunehmen, Deutschland könne bis ans Ende aller Tage „Exportweltmeister“ bleiben. Soll der Staat aber in der Rolle als weiterer Schuldner zur Finanzierung der aufgezeigten Investitionen für die Energiewende und die sonstigen notwendigen Investitionen und staatlichen Ausgaben verbleiben, verlangt dies nach einer Abschaffung der Schuldenbremse. Verschuldungsspielraum wäre hier dann für die notwendigen Investitionen reichlich gegeben.

Solange die deutsche Wirtschaft sich dafür nicht netto im Ausland verschuldet, dies ginge einher mit Leistungsbilanzdefiziten, bedeuten schuldenfinanzierte Investitionen auch keinerlei zusätzliche Belastung für künftige Generationen. Wir können einer künftigen Generation nichts wegnehmen, was noch gar nicht produziert worden ist. Ihr potentiell Einkommen wird nicht dadurch vermindert, dass hohe Staatsschulden hinterlassen werden. Diese erzeugen einzig eine Verteilungsfrage zwischen den Gläubigern des Staates und den übrigen Bürgern, über deren Auflösung in der Zukunft entschieden wird. Entschieden durch den Staat, der die Gewinner des Verteilungsspiels angemessen besteuern kann. Denn ist der Staat bei seinen eigenen Bürgern verschuldet, sind die Gläubiger zugleich Steuerzahler. Schuldenfinanzierte Investitionen ermöglichen nur den Zugriff auf gegenwärtige Wirtschaftsleistungen, können also auch nur den gegenwärtigen Konsum begrenzen. Solche Investitionen können den nachfolgenden Generationen nur von Nutzen sein.

4.5.4 Staatliche Besteuerung und Sekundärverteilung

Wer aber trotzdem keine staatliche Verschuldung will und dies auch noch mit einer Schuldenbremse in die Verfassung schreibt, dem bleibt zur Finanzierung der Energiewende und der aufgezeigten zusätzlichen staatlichen Investitionen und Staatsausgaben nur eine höhere Besteuerung. Hier könnte im Prinzip

- das laufende Einkommen der privaten Haushalte,
- die Gewinne der Unternehmen
- und/oder das Einkommen aus von in der Vergangenheit entstandenem Vermögen
- und das Vermögen selbst

durch zusätzliche Steuern staatlich abgeschöpft werden. Auch könnten zusätzlich die indirekten Verbrauchssteuern angehoben werden.¹²⁶

¹²⁶ Zur langen deutschen Geschichte der Steuerpolitik von 1871 bis heute vergleiche die herausragende Arbeit von Marc Buggeln, *Das Versprechen der Gleichheit*, Berlin 2022. Es kann in nachfolgenden Kontext nicht gezeigt werden, welche vielschichtigen Auswirkungen Steuern (positive als auch negative) auf die wirtschaftlichen Leistungen, auf Wachstum und Beschäftigung u.a. haben. Vgl. dazu ausführlich Brümmerhoff, D., *Finanzwissenschaft*, 10. Aufl., München 2011, S. 423ff.

Bezogen auf die Einkommensbesteuerung gibt es zahlreiche Vorschläge für Reformen: „Seit dem Erscheinen von Thomas Pikettys Bestseller mangelt es nicht an Vorschlägen, wie ein an die aktuellen Gegebenheiten angepasstes progressives Steuersystem aussehen könnte. Neben Piketty sind es insbesondere Anthony B. Atkinson, Emmanuel Saes und Gabriel Zucman, die hier Vorschläge unterbreitet haben, für Deutschland kann außerdem auf die zahlreichen Beiträge von Stefan Bach vom DIW verwiesen werden.“¹²⁷ Dabei ist die Einkommensungleichheit in Deutschland ein seit Jahren heftig diskutiertes Thema. „Hatte sie zwischen den Jahren 2000 und 2005 in Zeiten hoher Arbeitslosigkeit stark zugenommen, trug die Finanzkrise der Jahre 2008/2009 kurzzeitig zu einer leichten Senkung der Ungleichheit bei, vor allem durch rückläufige Kapitaleinkommen und Einkommen aus Selbstständigkeit.“¹²⁸ Seitdem ist die Entwicklung des Niedriglohnssektors, zu dem man Beschäftigte zählt, deren Bruttostundenlohn weniger als zwei Drittel des Medianlohns beträgt, von knapp 24% in 2007 bis 2019 auf gut 20% rückläufig. „Zwischen 2000 und 2007 wuchs der Anteil der Beschäftigten im Niedriglohnsektor von rund 19 auf knapp 24% deutlich. (...) Danach stagnierte der Anteil der Niedriglohnbeschäftigten bis etwa 2012. Anschließend ging ihr Anteil sukzessive bis auf 20,7% im Jahr 2019 zurück. Laut Sozioökonomischen Panel (SOEP) zählten damit aber weiterhin gut 7,4 Millionen abhängig Beschäftigte in Haupttätigkeit zum Niedriglohnsektor.“¹²⁹ Während gerade für diesen Personenkreis mit Blick auf die Finanzierungskosten der Energiewende Steuersenkungen adäquat wären, müsste – wenn die Energiewendefinanzierung über Einkommensteuer organisiert werden soll – zwangsläufig am anderen Ende der Einkommensskala über eine deutliche Erhöhung der Grenzsteuersätze nachgedacht werden.

Die Besteuerung von Gewinnen mit der Körperschaftsteuer ist auf einen Satz von 15% drastisch abgesenkt worden. Hier wurde seit Beginn der 1990er Jahre der Glaubenssatz gepredigt, dass sich Staaten in einer verschärften globalisierten Welt wie Unternehmen im Wettbewerb zu behaupten hätten. Deutschland, so waren sich die herrschenden und profitierenden Eliten einig, würde bei zu hohen Löhnen und Steuern den Wettbewerb verlieren. Der BDI predigte und hob Deutschland als den „kranken Mann“ in Europa aufs Schild. Wer aber die Energiewende will und weder Staatsverschuldung noch Einkommensteuererhöhungen, der muss dann mindestens eine kräftige Erhöhung der Körperschaftssteuersätze von heute 15% fordern und auch eine Finanzmarkttransaktionssteuer sowie die Abschaffung der heute gültigen Abgeltungssteuer von 25% auf alle privaten Kapitalerträge, wodurch diese aus der progressiven Einkommensteuer ausgenommen wurden, akzeptieren. Um den Steuerausfall bei den direkten Einkommen- und Gewinnsteuern zu kompensieren, wurden zunehmend die indirekten Verbrauchssteuern, vor allen Dingen die Mehrwertsteuer, erhöht. Indirekte Steuern entfalten jedoch einen regressiven Charakter, d.h., die Wirtschaftssubjekte mit einer hohen Sparquote werden am wenigsten von indirekten Steuern belastet. Daran ändert auch der ermäßigte Mehrwertsteuersatz nur wenig, zumal dieser auch den Einkommensstarken zu Gute kommt. Bei den indirekten Steuern würde sich daher angesichts der Energiewendebelastungen eher eine Senkung anbieten. Dies zeigt auch die Forderung einzelner Branchen, wie u.a. die Gastronomie, die zur Entlastung während der Corona-Pandemie mit dem ermäßigten Steuersatz kalkulieren konnte.

Und es dürfte auch in Sachen Steuern klar sein, dass es zu einer wesentlichen Verschärfung im Steuerrecht kommen muss, wenn Steuern hinterzogen werden.

¹²⁷ Buggeln, M., *Das Versprechen der Gleichheit, a.a.O., S. 922*

¹²⁸ Grabka, M. M., *Einkommensungleichheit stagniert langfristig, sind aber während der Corona-Pandemie leicht, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 18/2021, S. 308*

¹²⁹ Ebenda, S. 310

Im Zuge der Energiewende und der notwendigen staatlichen Investitionen und in Anbetracht der extrem ungleichen Vermögensverteilung muss auch über eine Vermögensbesteuerung diskutiert werden. Die reichsten zehn Prozent der Privathaushalte besitzen zwei Drittel des gesamten Vermögens in Deutschland.¹³⁰ Dabei ist das Rentenvermögen, das einen Großteil des Vermögens der ärmeren Bevölkerungshälfte in Deutschland ausmacht, zu berücksichtigen. Das Rentenvermögen verringert hier die allgemeine Vermögensungleichheit. Der Vermögensanteil der unteren Hälfte der Verteilung steigt dadurch von zwei auf neun Prozent. Außerdem geht aber die Hälfte aller Erbschaften und Schenkungen an die reichsten zehn Prozent aller Begünstigten.¹³¹ Wenn auch eine Vermögensteuer nur schwer zu erheben ist, so wäre hier eine globale Vermögensteuer einführbar, „die das Verschieben von Vermögensbeständen über nationale Grenzen wertlos machen würde. Einfacher zu erheben ist die Erbschaftsteuer. Sie hat aber gegenüber der Vermögensteuer den Nachteil, dass sie vom Zufall des Todes abhängt und dann auf einmal in großer Summe anfällt. Dies hat dazu geführt, dass die Betriebsvermögen inzwischen in Deutschland kaum noch mit Erbschaftsteuern belegt werden. Darum könnte sich eine Vermögensteuer anbieten, die im Erb- oder Schenkungsfall auf die Erbschaftsteuer angerechnet werden kann. Wenn eine Vermögensteuer nicht erhoben wird, sollten Betriebsvermögen nicht mehr so umfassend von der Erbschaftsteuer entlastet werden, wobei die dann anfallenden Steuern aber über einen längeren Zeitraum gestreckt werden dürften, um die Betriebsexistenz nicht zu gefährden.“¹³²

Zusammenfassend ist aber in Sachen Steuern und Einkommensverteilung festzuhalten, dass es beim Einkommen zunächst einmal auf eine gerechte Verteilung der Primäreinkommen ankommt und danach erst im Zuge einer Sekundärverteilung auf eine gerechte Besteuerung der Einkommen.

¹³⁰ Vgl. Bach, S., *Grunderbe und Vermögensteuern können die Vermögensungleichheit verringern*, in: *DIW-Wochenbericht Nr. 50/2021*, S. 801ff., Bach, S., *Vermögensabgabe, Aufkommen und Verteilungswirkungen*, Gutachten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) im Auftrag der Fraktion DIE LINKE im Deutschen Bundestag und der Rosa-Luxemburg-Stiftung Berlin 2020, Baresel, K., u.a., *Hälfte aller Erbschaften und Schenkungen geht an die reichsten zehn Prozent aller Begünstigten*, in: *DIW-Wochenbericht Nr. 5/2021*, S. 63ff.

¹³¹ Bartels C., Bönke, T., Glaubitz, R., Grabka, M. M., Schröder, C., *Rentenvermögen macht Großteil des Vermögens der ärmeren Bevölkerungshälfte in Deutschland aus*, in: *DIW-Wochenbericht, Nr. 45/2023*, S. 626ff.

¹³² Buggeln, M., *Das Versprechen der Gleichheit*, a.a.O., S. 923

5 Energieversorgung der Zukunft

Bereits während der Veröffentlichung unseres ersten Positionspapiers (2022) bestätigten sich dessen systemischen Aspekte bzgl. der Weiterentwicklung des aus Erneuerbaren Energien (EE) gespeisten Energieversorgungssystems in Deutschland. So bestätigt der von der Bundesnetzagentur (2022) genehmigte Szenariorahmen 2023-2037/2045 mit seinen erheblich detaillierteren Darstellungen unsere Auffassung bzgl. der möglichen Entwicklung des künftigen EE-Versorgungssystems.

Mit diesem Positionspapier (2023) werden die Zahlen der Bundesnetzagentur (2022) aufgenommen und bei Verwendung weiterer aktueller Informationen aus anderen Quellen einer Aus- und Bewertung zugeführt.¹³³ Der aktuelle Netzentwicklungsplan (2023) der Netzbetreiber findet keine Berücksichtigung, da hier unserer Ansicht nach noch weiterer Klärungsbedarf besteht.¹³⁴

5.1 Eingangsbetrachtung

Ein ausschließlich aus EE gespeistes Energieversorgungssystem mit elektrischen, kalorischen und stofflichen Energieträgern besteht gemäß Abb. 5.1 im Wesentlichen aus

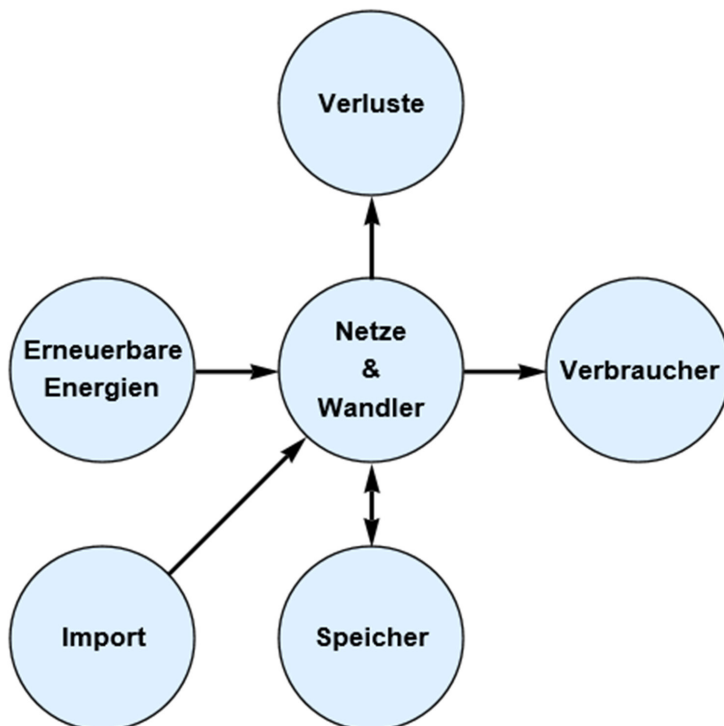


Abb. 5.1: Wesentliche Komponenten eines EE-Energieversorgungssystems. Quelle: Eigene Darstellung.

¹³³ Für die fachlichen Informationen und Anregungen aus unserer Kommunikation mit dem Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Herr Forstner, und mit energy4climate.nrw, Herr Dr. Scholz, möchten wir uns an dieser Stelle sehr herzlich bedanken.

¹³⁴ So wird im Netzentwicklungsplan (2023) u.a. explizit darauf hingewiesen, dass der Aspekt der Versorgungssicherheit nicht Bestandteil des Plans sei. Dieser befasse sich lediglich mit dem sicheren Betrieb des Netzes aufgrund der für den Plan angenommenen Energie- und Leistungsdaten. Einige dieser Daten erscheinen uns aber zweifelhaft. So werden z.B. für Szenario A folgende Daten angegeben: Stromim-/export 191/71 TWh/a; Nettoimport aus Österreich von 37 TWh/a, obwohl Österreich sich gemäß BMDW (2022) voraussichtlich noch nicht einmal selbst mit eigenen Erneuerbaren vollständig versorgen können; Elektrolyseure mit 4.471 Volllaststunden pro Jahr statt den im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen 2022 angegeben 3.000 Volllaststunden; Gaskraftwerke erzeugen nur 13 TWh/a bei einer im Vergleich zu heute sogar leicht verringerten Nennleistung von lediglich 34,6 GW.

- den Energiequellen „Erneuerbare Energien“, überwiegend dargestellt aus Windkraft auf See, Windkraft an Land, Photovoltaik (Freiflächenanlagen, Dachanlagen), Biomasse-Kraftwerke, Lauf-/Speicherwasser-Kraftwerke und Umweltwärme (Luftwärme, oberflächennahe und tiefe Erdwärme).
- dem Import von mit ausländischen EE generiertem Strom und insbesondere von mit ausländischen EE produzierten chemischen Energieträgern (z.B. „grünem Wasserstoff“)¹³⁵
- den Verbrauchern Raumwärme, Strom, Warmwasser, Prozesswärme, Verkehr.
- den verlustbehafteten Übertragungsnetzen¹³⁶ für Strom, Wärme und materielle Energieträger inkl. Wandlern wie Umrichter, Transformatoren Verdichter oder Gaskraftwerken.
- den saison- und jahresübergreifenden Langzeit-Speichern¹³⁷ (insbesondere Wasserstoffspeichern) sowie den „Puffern“ zur Zwischenspeicherung bis zu 8 Stunden (insbesondere Batterien und Wärmespeichern).
- den die Energieverluste darstellenden Bereich „Verluste“ wie z.B. durch Übertragungsleitungen, Umrichter, Brennstoffzellen, Elektrolyse-Anlagen, Selbstentladung, Betriebsenergie, Verdichterstationen, Ammoniak-in-Wasserstoffumwandlung, Wasserstoff-Kraftwerke u.ä.

5.2 Szenarien der Bundesnetzagentur (2022)

Die Bundesnetzagentur (2022) hat drei Szenarien A, B, C für weitere Betrachtungen zur Entwicklung eines EE-Energiesystems genehmigt. Dieses System erzeugt insbesondere mittels Wind- und Solarenergie Strom, mit dessen Hilfe die Verbraucher entweder direkt versorgt werden (z.B. direkte Stromanwendungen, Direktwärme oder via Wärmepumpe mit Strom geförderte Umwelt- oder Erdwärme¹³⁸) oder mit dessen Hilfe materielle Energieträger wie z.B. Wasserstoff hergestellt werden. Die Szenarien werden nachfolgend besprochen.

5.2.1 EE-Nennleistung

Gemäß Bundesnetzagentur (2022) sollen die bis zum Jahr 2045 zu installierenden EE-Nennleistungen der einzelnen EE-Quellen die Werte gemäß Abb. 5.2 annehmen. Szenarien A und B unterscheiden sich diesbezüglich nicht und sind daher im linken Teilbild zusammengefasst.

In den drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass Biomasse, Wasserkraft und sonstige EE nahezu keine Rolle spielen werden.¹³⁹

Die Gesamt-EE-Nennleistung der Szenarien A/B beträgt 638 GW, die Gesamt-EE-Nennleistung des Szenarios C 703 GW, also 65 GW bzw. +10,2% mehr; dabei wird ein 20 GW stärkerer Ausbau der Windkraft an Land (+12,5%) und ein 45 GW stärkerer Ausbau der Photovoltaik (+11,3%) vorausgesetzt.

¹³⁵ Für den Import muss das Ausland entsprechend geeignete Erneuerbaren-Energieerzeuger verfügbar haben.

¹³⁶ Unter „Übertragungsnetz“ wird hier die Gesamtheit aller energieführenden Netze verstanden, da diese letztlich im Verbund (Stichwort Sektorkopplung) zusammen- und miteinander wechselwirken.

¹³⁷ Langzeitspeicher für den erforderlichen Speicherbedarf (s.u.) werden insbesondere in Form sehr voluminöser Untertagespeicher ausgeführt. Überirdische Speicher werden in der Regel für Kurzzeitschwankungsausgleiche verwendet; sie sind Größenordnungen kleiner als unterirdische Speicher.

¹³⁸ Bezüglich des Verhältnisses Strom zur geförderten Wärme gilt etwa pro Jahr: 1:3 bei Luft-Wasser-Wärmepumpe, 1:4 Wärmepumpe für oberflächennahe Geothermie, 1:30 bei tiefer Geothermie.

¹³⁹ Überraschend ist hierbei, dass die künftige Nennleistung grundlastfähiger Biomasse-Kraftwerke im Jahr 2045 nur noch 2 GW statt heute knapp 9 GW betragen soll.

In den Szenarien soll die Nennleistung „Wind an Land“ (Wind onshore) Werte von 160 bis 180 GW, und „Wind auf See“ (Wind offshore) einheitlich einen Wert von 70 GW aufweisen. Das sind ca. 36% der insgesamt installierten EE-Nennleistung von 638 bis 703 GW.

Photovoltaik spielt mit 400 bis 445 GW bzw. 63% der insgesamt installierten EE-Nennleistung eine auffällig dominante Rolle.¹⁴⁰ Sie ist ca. 1,7 × größer als die insgesamt installierte Leistung sämtlicher Windkraftwerke. Das gesamte EE-Versorgungssystem wird somit szenarienunabhängig eine ausgeprägt photovoltaische Charakteristik aufweisen.

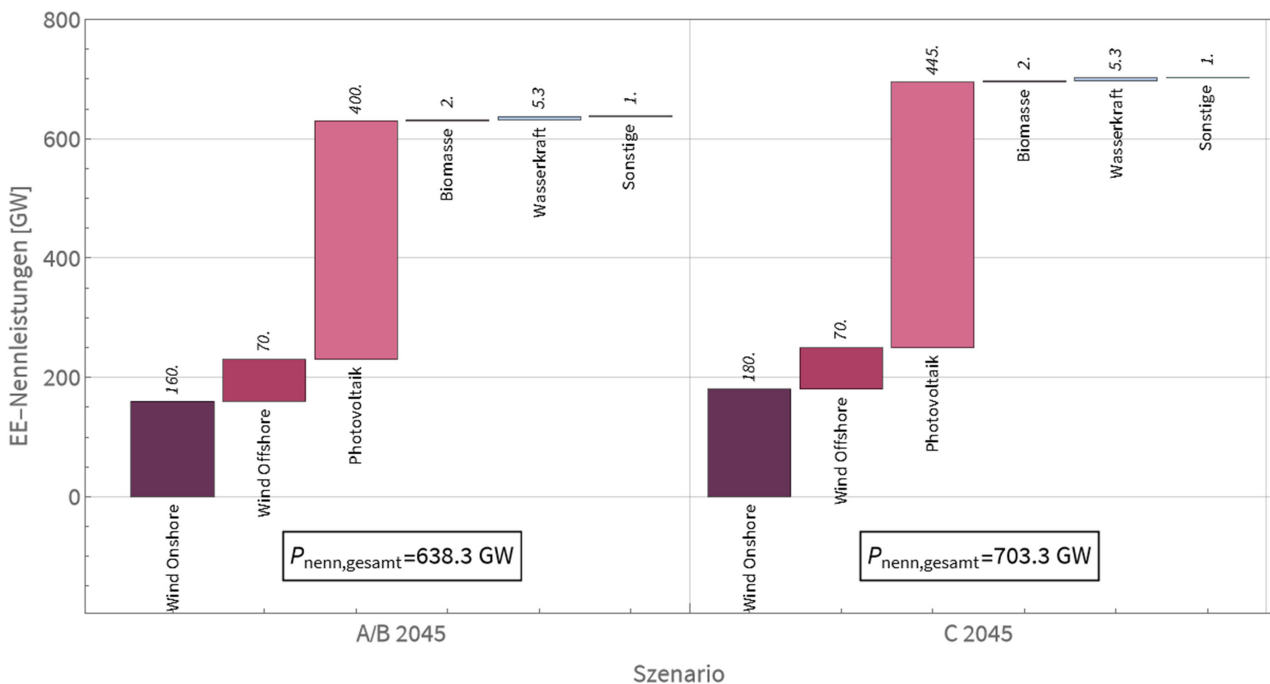


Abb. 5.2: Szenarien A/B/C der Bundesnetzagentur (2022) zur Entwicklung der installierten EE-Nennleistungen bis zum Jahr 2045.

5.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch

In Abbildung 5.3 gibt die von der Bundesnetzagentur (2022) tabellarisch angegebenen Werte zu Stromerzeugung und -verbrauch grafisch wieder. Die drei Teilbilder zeigen parabelähnliche Verläufe, deren ansteigende Flanken für die Stromerzeugung aus EE und deren abfallende Flanken für den Stromverbrauch stehen. Die einzelnen Wertezuweisungen für die jeweiligen Erzeuger und Verbraucher können den Bildern direkt entnommen werden.¹⁴¹ Für die Szenarien A/B wird von einer jährlichen Bruttostromerzeugung von 1.031 TWh/a ausgegangen, für das Szenario C von 1.122 TWh/a (+8,8%). Auffällig ist, dass die angegebenen Verbräuche 48 bis 180 TWh/a größer sind als die erzeugten EE-Gesamtenergien.¹⁴²

¹⁴⁰ Diese Leistung steht nachts nie und zur Winterszeit kaum zur Verfügung.

¹⁴¹ Hinweis: GHD = Gewerbe – Handel – Dienstleistungen.

¹⁴² Die Bundesnetzagentur (2022) begründet dies wie folgt: „Unter Einbeziehung der in den jeweiligen Abschnitten beschriebenen pauschalen Volllaststunden und unter Berücksichtigung der Spitzenkappung ergibt sich die in nachfolgender Tabelle dargestellte Stromerzeugung sowie der daraus entstehende Anteil erneuerbarer Energien. Mit dem angenommenen Einsatz von grünem Wasserstoff sind die hier dargestellten Szenarien auch mit einem Anteil erneuerbarer Energien unter 100% klimaneutral. Auch hier noch einmal der Hinweis, dass die angenommenen pauschalen Volllaststunden nur zur Abschätzung der Energieerzeugung und damit dem resultierenden Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch dienen. Die konkrete Erzeugung und damit die konkreten Volllaststunden ergeben sich im Rahmen der Modellierungen des Netzentwicklungsplans und werden im Entwurf des Netzentwicklungsplan von den Übertragungsnetzbetreibern transparent dargestellt.“

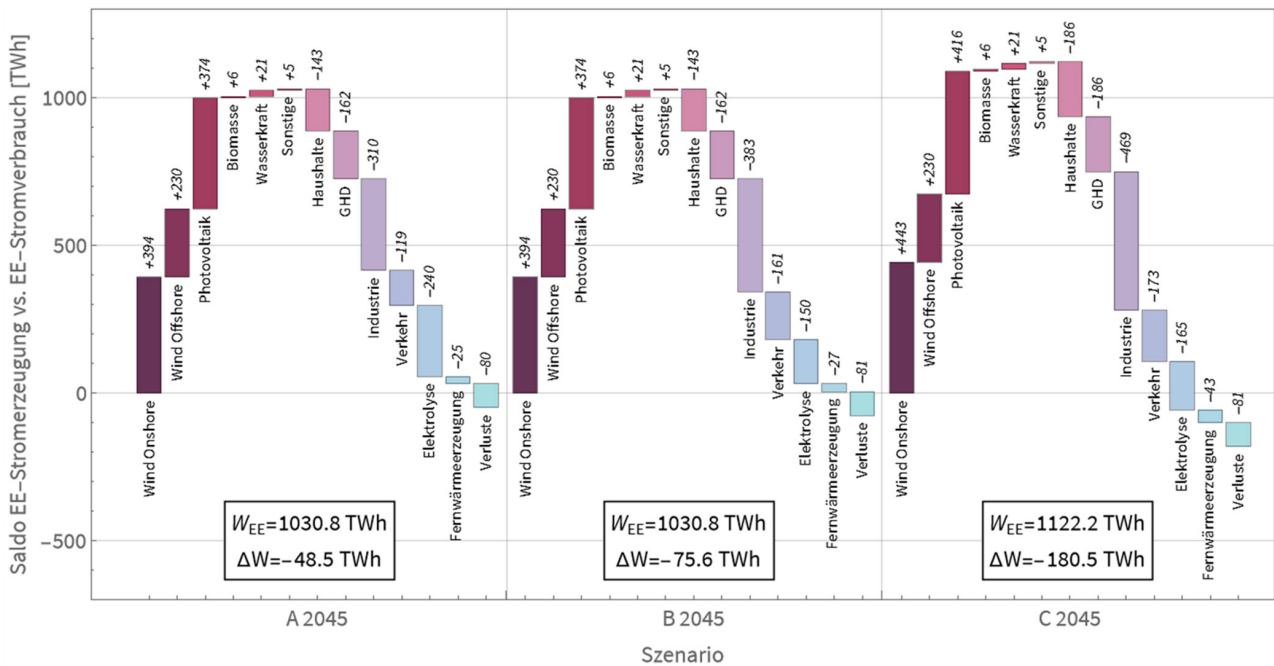


Abb. 5.3: Stromerzeugung und Stromverbrauch gemäß den drei genehmigten Szenarien der Bundesnetzagentur (2022).
Quelle: Eigene Darstellung.

5.2.3 Zeitpfad

Nachfolgend setzt vorliegendes Positionspapier (2023) auf dem von der Bundesnetzagentur (2022) beschriebenen Szenariopfad A auf, der dort wie folgt beschrieben wird:

„In vielen Bereichen setzt sich die direkte Elektrifizierung durch. Dies betrifft beispielsweise Wärmepumpen und E-Mobilität. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Der dafür benötigte Wasserstoff wird überwiegend durch heimische Elektrolyse hergestellt.¹⁴³ Dies resultiert in einem Bruttostromverbrauch von rund 1050 TWh [sic]¹⁴⁴. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt dem Pfad der aktuellen EEG-Novelle.“¹⁴⁵

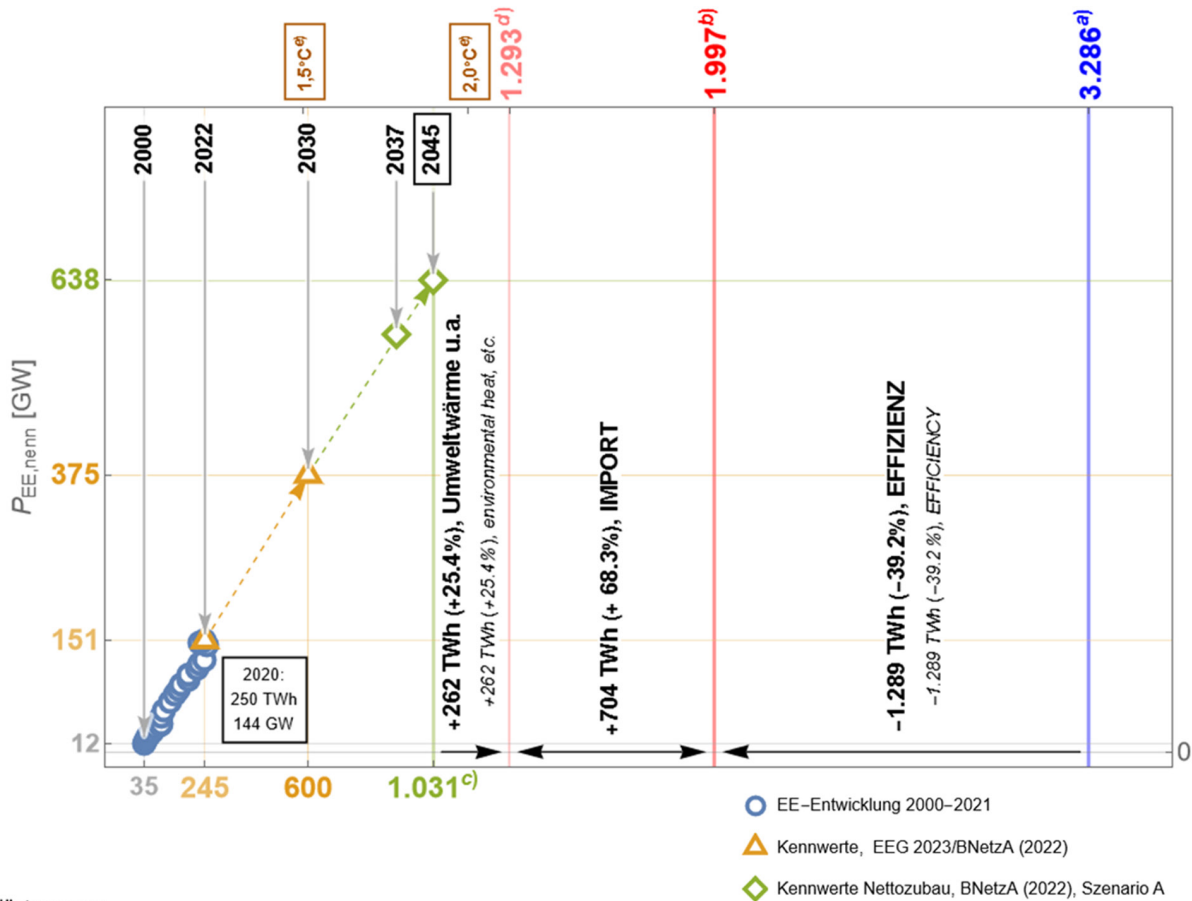
Der Zeitpfad des EE-Gesamtausbaus ist zusammen mit Angaben zum im Jahr 2050 angestrebten Primärenergieverbrauch und anderen nachfolgend erläuterten Werten in Abb. 5.4 dargestellt.

Auf der horizontalen Achse sind spezifische Jahresenergiewerte in TWh/a, auf der vertikalen Achse die Werte der insgesamt zu installierenden EE-Nennleistung dargestellt.

¹⁴³ Gemäß Bundesnetzagentur (2022, Tabelle 10, S. 45) wird für Szenario A ab 2045 ein jährlicher Energieverbrauch durch Elektrolyse von 240 TWh/a ausgewiesen, womit sich bei einem Gesamtwirkungsgrad von 66% 160 TWh/a Wasserstoff herstellen lassen. Weiter unten wird sich noch herausstellen, dass von einer überwiegend heimischen Wasserstoffproduktion nur dann gesprochen werden kann, wenn die Energieeffizienzstrategie 2050 des Bundeswirtschaftsministeriums (2019) bzgl. des künftigen Primärenergiebedarfs Deutschlands von falschen Voraussetzungen ausginge.

¹⁴⁴ Bundesnetzagentur (2022, Tabelle 10, S. 45) gibt für Szenario A einen Bruttostromverbrauch von 1079,3 TWh/a an, wobei dieser 80,5 TWh/a Netzverluste beinhaltet.

¹⁴⁵ Szenario A entspricht somit den Vorgaben im EEG (2023) und ist daher nicht mehr nur als eine von vielen Prognosen, sondern als verbindlich zu betrachten.



Erläuterungen:

- a) Istwert Primärenergieverbrauch im Jahr 2022
- b) Zielwert Primärenergieverbrauch gem. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: "Energieeffizienzstrategie 2050", 12/2019
- c) Zielwert EE-Primärenergieerzeugung gem. BNetzA (2022, Szenario A) (vgl. auch: Fraunhofer IEE: "Barometer der Energiewende" (2017/2019))
- d) EE-Primärenergie 2045 zzgl. Umweltwärme (Wärmepumpen, Biomasse, Solarthermie)
- e) Gemäß "CO₂-Uhr" des Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (<https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>). Die 1,5°C- bzw. 2°C-Marke wird demnach aus heutiger Sicht im Juli 2029 bzw. im April 2047 erreicht.

Abb. 5.4: Zeitpfad des EE-Gesamtausbaus und Angaben zur Primärenergie. Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

Links unten im Bild kennzeichnen die blauen Kreise die Entwicklung des EE-Ausbaus von 2000 bis 2022, entsprechend den Zeitmarken am oberen Bildrand. Waren im Jahr 2000 lediglich 35 TWWh aus einer insgesamt installierten EE-Nennleistung von 12 GW verfügbar, waren es im Jahr 2022 bereits 245 TWWh (7x) aus einer EE-Nennleistung von 151 GW (12,6x). Gemäß den Vorgaben im EEG (2023) sowie den Angaben der Bundesnetzagentur (2022) sollen bis zum Jahr 2030 600 TWWh/a mit 375 GW und im Jahr 2045 1.031 TWWh/a mit 638 GW dargestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bis 2045 unter Annahme einer derzeit max. 25-jährigen Lebensdauer der Wind- und Photovoltaikanlagen mit einem Rückbau der bis 2020 erstellten Anlagen zu rechnen ist, die in der Summe ca. 250 TWWh/a bei 144 GW EE-Nennleistung erzeugt haben. Somit sind ab 2022 nicht nur 638 GW – 151 GW = 487 GW hinzuzubauen, sondern die vollständigen 638 GW (+31%). Der bis 2020 existierende Kraftwerkspark ist als Prototypen-Kraftwerkspark vollständig abzuschreiben, die Energiewende beginnt quasi erst jetzt.

Die durch Wind und Photovoltaik erzeugten 1.031 TWh/a werden gemäß PROGNOSE (2022) noch ergänzt durch Umweltwärme zzgl. geringfügiger Anteile Solarthermie und Biomasse für Wärmezwecke, in summa 262 TWh/a.¹⁴⁶ Hierdurch ergäbe sich bei planmäßiger Umsetzung der deutschen Energiewende eine EE-Primärenergieverfügbarkeit auf bundesdeutschem Staatsgebiet von insgesamt 1.293 TWh/a, Hochindex d) in Abb. 4.4.

In der rechten Bildhälfte sind mit farbigen Linien weitere wichtige Kennwerte aufgetragen. Im Jahr 2022, Hochindex a) war der Primärenergiebedarf 3.286 TWh. Bis zum Jahr 2050 soll dieser Primärenergiebedarf gemäß Bundeswirtschaftsministerium (2019) auf knapp 2.000 TWh/a abgeschmolzen werden (-39,2%), Hochindex b). Abzüglich der bis zum Jahr 2045 verfügbaren heimischen Primärenergien von 1.293 TWh/a, Hochindex c) verbleiben noch 704 TWh/a Primärenergie, die importiert werden müssen (+68,3%, bezogen auf die heimischen 1.031 TWh/a aus Wind und PV). Dies wird überwiegend mit Energieträgern auf Basis mit im Ausland regenerativ erzeugten „grünen Wasserstoffs“ geschehen müssen. Die heimische Wasserstoffproduktion von 160 TWh/a, siehe Fußnote 143, reicht hierfür nicht aus. In Summe wird Deutschland 864 TWh/a Wasserstoff benötigen.

Bemerkenswert ist, dass gemäß der „CO₂-Uhr“ des Mercator-Instituts (2023) im Juli 2029 die 1,5°C-Marke, siehe oberer Bildrand, Hochindex e), und im April 2047 die 2,0°C-Marke, wie sie in internationalen Klimaabkommen vereinbart sind, bereits überschritten werden. Ein deutliches Zeichen dafür, dass Deutschland die weltweiten Bemühungen zur CO₂-Reduktion zwar begleiten, aber keineswegs dirigieren kann.¹⁴⁷ Die Aussage im Koalitionspapier (2022, S. 5) der derzeitigen Bundesregierung „Wir schaffen ein Regelwerk, das den Weg frei macht für Innovationen und Maßnahmen, um Deutschland auf den 1,5-Grad-Pfad zu bringen“ ist vor diesem Hintergrund nichtig.

Für die Zeit nach 2045 ist noch zu berücksichtigen, dass die strichlinierte Zeitlinie aufgrund der derzeit mit 20 bis 30 Jahren angesetzten Lebensdauer der EE-Anlagen Wind und Solar weiter fortzusetzen ist, wenn auch vielleicht mit geringerer Steigung.¹⁴⁸ Der derzeit vorangetriebene EE-Ausbau muss also auch nach dem Stichtag 2045 auf der gesamten mit EE-Anlagen bebauten Fläche Deutschlands kontinuierlich fortgesetzt werden.

5.2.4 Progressivität des EE-Ausbaus und künftige Systemausnutzung

Im technischen Bereich lässt sich die Progressivität des gesetzlich vorgegebenen EE-Ausbaus mit Hilfe von Abb. 5.5 beschreiben. In der Grafik sind über der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen die hiermit angestrebten EE-Beiträge aufgetragen.¹⁴⁹ Im grau markierten Bereich links unten sind die im Jahr 2022 realisierten Wertepunkte eingezeichnet. Die dazugehörigen konkreten Werte gehen aus der Tabelle unter dem Bild hervor. In unmittelbarer Nähe zu den Punkten sind die Ausnutzungsgrade η ¹⁵⁰ der jeweiligen EE-Erzeuger eingetragen.

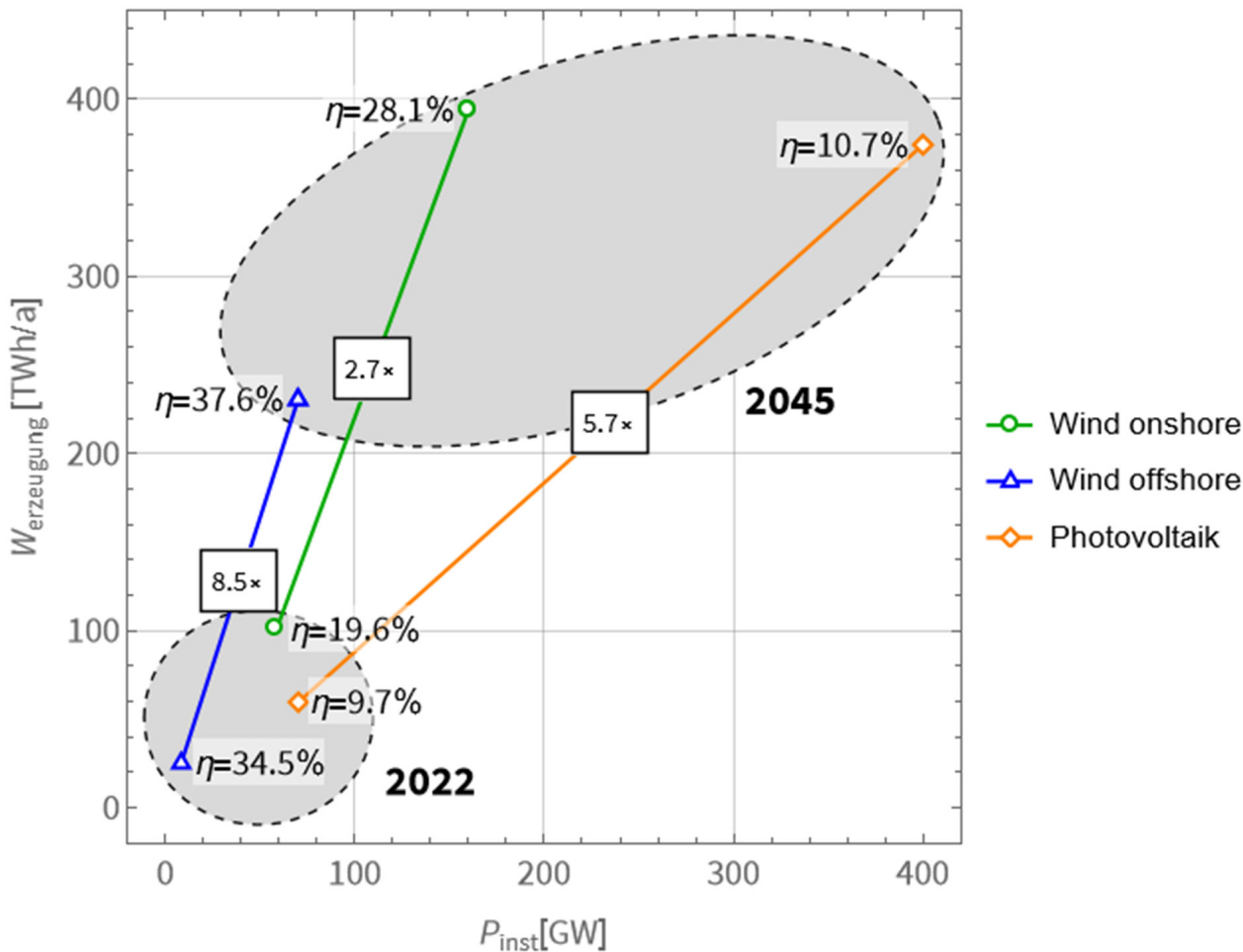
¹⁴⁶ LIAG (2022) gibt für die bis 2045 darstellbare oberflächennahe Geothermie 68 TWh/a und für die Tiefengeothermie 118 TWh/a an. Insgesamt also lediglich 186 TWh/a. Der im Text genannte Wert kann somit aus dieser Sicht als optimistisch betrachtet werden.

¹⁴⁷ Deutschlands CO₂-Ausstoß beträgt 2% des weltweiten CO₂-Ausstoßes. Im Jahr 2022 waren dies rund 657 Mio. Tonnen CO₂ bei einem Gesamt-CO₂-Gehalt der Atmosphäre von ca. 3.000 Tonnen. Bei Annahme einer globalen Temperaturzunahme von 3,0±1,5 °C bei Verdoppelung des atmosphärischen Gesamt-CO₂ gelten dann folgende Zusammenhänge: Würde Deutschland von heute auf morgen seinen CO₂-Ausstoß beenden, könnte dies die globale Temperaturzunahme um nicht messbare 0,009±0,005 °C reduzieren.

¹⁴⁸ Aufgrund technischen Fortschritts lassen sich die Lebensdauern und Effizienzen der EE-Anlagen möglicherweise noch erhöhen.

¹⁴⁹ Andere EE-Quellen (z.B. Biomasse, Lauf-/Speicherwasser) werden aufgrund ihrer vergleichsweise Bedeutungslosigkeit hier nicht erfasst.

¹⁵⁰ Der Ausnutzungsgrad gibt an, wieviel Prozent der maximal mit einer bestimmten Nennleistung erzeugbaren Energie tatsächlich erzeugt werden können. Er ist gleich den Jahresvolllaststunden eines Kraftwerkes geteilt durch 8.760 Stunden eines Jahres. Dabei handelt es sich um Erfahrungswerte.



	P _{inst} [GW]			W _{erzeugung} [TWh/a]		
	2022 ¹⁾	2045 ²⁾	Faktor	2022 ¹⁾	2045 ²⁾	Faktor
Wind onshore	58.6	160.	2.7	100.7	394.	3.9
Wind offshore	8.3	70.	8.5	25.	230.4	9.2
Photovoltaik	70.2	400.	5.7	59.5	374.4	6.3

1) Angaben energy-charts.info (02.05.2023)

2) Angaben Bundesnetzagentur (2022)

kursiv: Eigene Berechnung

Abb. 5.5: Zur Entwicklung der Energiewende. Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

Die graue Ellipse oben umschließt die im Jahr 2045 darzustellenden Leistungs-/Energie-Paarungen. Zusammengehörige Wertepaarungen 2022/2045 sind mit entsprechend farbigen Linien verbunden. Demnach sollen

- Windkraft auf See (offshore) von derzeit 8,3 GW auf 70,0 GW ausgebaut werden, was einem Ausbaufaktor von 8,5 entspricht. Der Ausnutzungsgrad soll dabei von 34,5% auf 37,6% um einen Faktor ca. 1,1 verbessert werden. Die geplante jährliche Energieausbeute soll sich von derzeit 25 TWh/a um einen Faktor 9,2 auf 230,4 TWh/a erhöhen.
- Windkraft an Land (onshore) soll von 58,6 GW auf 160,0 GW, also um einen Faktor 2,7, gesteigert werden. Dabei wird erwartet, dass sich der Ausnutzungsgrad von derzeit 19,6% um einen Faktor 1,4 auf 28,1% erhöht. Die geplante jährliche Energieausbeute soll um einen Faktor 3,9 von 100,7 TWh/a auf 394,0 TWh/a steigen.
- Photovoltaik soll von derzeit 70,2 GW auf 400,0 GW verstärkt werden, dies entspricht einem Faktor 5,7. Dabei wird der Ausnutzungsgrad nahezu unverändert bei ca. 10% bleiben. Die geplante jährliche Energieausbeute erhöht sich um einen Faktor 6,3 von derzeit 59,5 TWh/a auf 374,3 TWh/a.

Bei Betrachtung dieser Zahlen sollte nicht außer Acht bleiben, dass die Installation der Nennleistungen des Jahres 2022 ca. 20 Jahre benötigten, während in den nächsten ca. 20 Jahren das Mehrfache dieser Nennleistungen bei gleichzeitig zunehmenden Fachkräftemangel und abnehmender wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit der Privat-, Landes- und Bundeshaushalte zu bewältigen ist. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass im Betrachtungszeitraum voraussichtlich sämtliche bis zum Jahr 2020 aufgestellten Anlagen wegen Alterung rückgebaut bzw. „repower“ werden müssen, so dass die Vervielfachungsfaktoren $8,5 \times 2,7 \times 5,7 \times$ um einen additiven Wert 1 auf $9,5 \times 3,7 \times 6,7 \times$ zu erhöhen sind.

Bemerkenswert ist die Entwicklung des Gesamtausnutzungsgrades des künftigen EE-Kraftwerksparks. Hat dieser im Jahr 2000 noch 54,3% betragen, entsprechend 4.754 Volllaststunden, soll er im Jahr 2045 nur noch 18,4%, entsprechend 1.608 Volllaststunden, betragen. Bei Berücksichtigung des Backup-Kraftwerksparks (Batterien, Pumpspeicher, H₂-Kraftwerke) wird der Gesamtausnutzungsgrad sogar unter 11,4% bzw. 1.000 Volllaststunden fallen. Unseres Erachtens ist dieser Befund bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu beachten; dies auch dann, wenn es Stimmen gibt, die eine hinreichend gute Ausnutzbarkeit technischer Geräte und Systeme im Kampf gegen den anthropogenen Klimaeinfluss als irrelevant erachten.¹⁵¹

5.2.5 Versorgungssicherheit

Der Versorgungssicherheit des künftigen EE-Systems Wind/Solar bedarf aus systemischer Sicht einer gesonderten Betrachtung.¹⁵² Grund ist die Nicht-Steuerbarkeit der erneuerbaren Energieträger mit ihren mehr oder minder zufallsbedingten Energieeinträgen in das zukünftige Energieversorgungssystem.¹⁵³ Ebenso ist auch der vergleichsweise vorausschaubarere Energieverbrauch nur in engen zeitlichen Grenzen steuerbar, Stichwort „Smart Grid“. Weitere noch gesondert zu betrachtende überaus wichtige Fragestellungen z.B. nach der Ausführbarkeit der ohne rotierende Speicher¹⁵⁴ schwierig darzustellenden Regelleistung verlassen den Rahmen dieses Positionspapiers (2023), müssen aber a.a.O. zwingend adressiert werden.

¹⁵¹ Bei einem Ausnutzungsgrad von 0% wäre offensichtlich, dass Geräte eines derartigen Ausnutzungsgrades auch aus physikalischen Gründen nicht zur Anwendung kämen. Die Definition oder Schätzung eines aus wirtschaftlicher Sicht mindestens erforderlichen Gesamtausnutzungsgrades fehlt bisher.

¹⁵² Weiterhin bedürfen die ergänzenden Importe energetischer Substanzen (z.B. Wasserstoff) sowie Wärmenetze weiterer gesonderter Betrachtungen, da diese weitgehend unabhängig vom EE-System Wind/Solar sind und vergleichsweise sehr zuverlässig zur Verfügung stehen. Diese Punkte werden in diesem Abschnitt allerdings nicht behandelt.

¹⁵³ Ausnahmen sind die Verbrennung biogener Stoffe sowie, deutlich eingeschränkter, die energetische Nutzung von Lauf- und Speicherwasser; diese spielen aber in der künftigen Energieversorgung praktisch keine Rolle.

¹⁵⁴ Bei den „rotierenden Speichern“ handelt es sich um die heute noch in konventionellen Kraftwerken vorhandenen permanent rotierenden Kraftwerksgeneratoren. Die bei Leistungsschwankungen instantan zur Verfügung stehende „Regel“-Leistung wird bisher aus diesen „rotierenden Speichern“ automatisch geliefert. Im künftigen EE-System sind derartige permanent betriebene Speicher nicht mehr vorgesehen, es sei denn, eine ausreichende Anzahl an Gaskraftwerken betreiben diese Speicher überwiegend im „Leerlauf“-Betrieb.

5.2.5.1 Leistungs- und Lastverläufe

In Abbildung 5.6 sind von uns ermittelte fiktive Leistungsverläufe für den Fall dargestellt, wenn die Energiewende gemäß den Angaben der Bundesnetzagentur (2022) schon ab dem Jahr 2016 umgesetzt gewesen wäre. Betrachtet werden die fiktiven „Wetterjahre 2016 bis 2021“.

Die horizontale Achse ist die Zeitachse und auf der vertikalen Achse sind die von den EE-Quellen insgesamt abgegebenen Leistungen in GW aufgetragen.¹⁵⁵

Die Verläufe ergeben sich aus der Zusammenführung der von der Bundesnetzagentur (2022) angegebenen Daten zur EE-Erzeugung mit den aus der Vergangenheit bekannten EE-Leistungsverläufen, wie sie z.B. bei ENTSO-E abrufbar sind.¹⁵⁶ Der schwarze Verlauf (→Stromverbrauch) kennzeichnet ein von uns als verhalten optimistisch angenommenes Verbrauchsszenario inkl. den Verlustleistungen bei Energieübertragung bzw. durch Leistungsanpassungen.¹⁵⁷ Stromverbräuche z.B. durch speicherrelevante Elektrolyseure oder Gleichrichteranlagen sind hierbei nicht berücksichtigt. Der Stromverbrauch verläuft innerhalb eines saisonal deutlich schwankenden Bandes mit jährlich, monatlich, wöchentlich und täglich charakteristischen Signaturen. Im Bild sind aufgrund der durch das Bildformat vorgegebenen Auflösung lediglich die saisonalen Signaturen gut erkennbar. Der Stromverbrauch schwankt zwischen 43 GW und 167 GW.¹⁵⁸

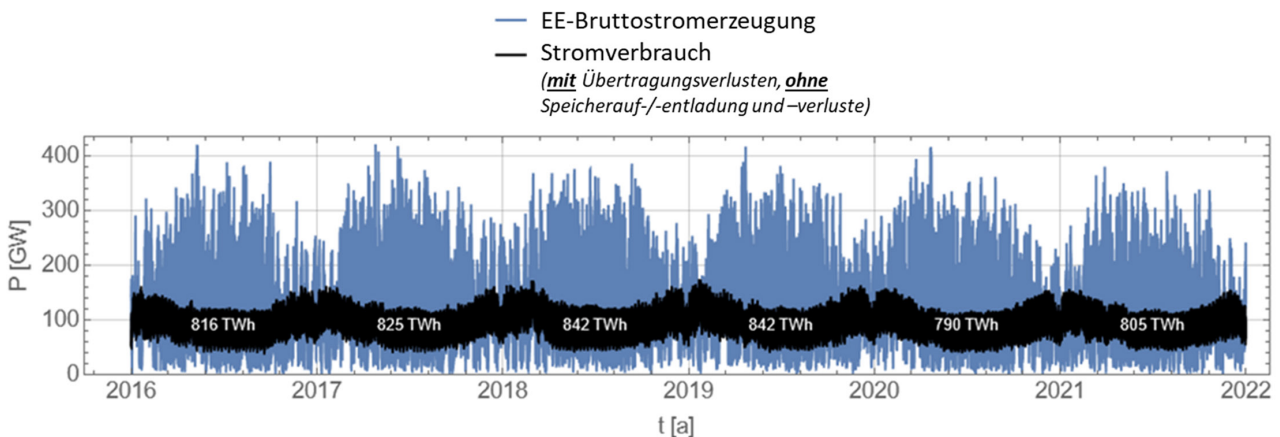


Abb. 5.6: Fiktive Leistungsverläufe, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden wäre. Quelle: Eigene Darstellung.

Die im Vergleich zu den Sommerwerten deutlich höheren winterlichen Leistungsspitzen sind auf höhere Stromverbräuche durch Wärmepumpen und durch im Winter die elektrische Energie weniger effektiv nutzende Elektroautos zurückzuführen. Die Verbrauchsleistungen könnten demnach Werte bis 167 GW¹⁵⁹ annehmen.¹⁶⁰ Der Bruttostromverbrauch eines Jahres schwankt im Bereich 820 ± 26 TWh/a.¹⁶¹

¹⁵⁵ Korrekt müssten die Leistungswerte in GWh/h angegeben werden, da es sich um stündlich ermittelte mittlere Leistungen handelt. Zusammen mit dieser Anmerkung ist es allerdings durchaus zulässig, diese Leistung in GW anzugeben.

¹⁵⁶ Die von ENTSO-E aufgenommenen Leistungsverläufe für die Erzeuger Wind an Land, Wind auf See, Photovoltaik und andere werden hierfür mit den jeweils aktuellen Nennleistungen normiert und mittels Dreisatz auf die für 2045 antizipierten Energiewerte umgerechnet bzw. linear extrapoliert.

¹⁵⁷ Ein hier nicht dargestelltes realitätsferneres Szenario wurde von uns ebenfalls untersucht mit dem Ziel herauszufinden, ob die weiter unten dargestellten Ergebnisse nur schwach oder stark voneinander abweichen. Wie sich herausstellt, sind die Abweichungen für den Zweck dieses Positionspapiers (2023) von nur untergeordneter Bedeutung. Das Westfälische Energieinstitut entwickelt derzeit sein Software-Tool „Energiewendeplaner“ stetig weiter, sodass es nach Abschluss dieser Arbeiten möglich sein wird, exaktere Lastverlaufsprognosen zu geben. Dies wird es insbesondere auch erlauben, konkretere Aussagen zur Netzauslastung zu geben, als uns dies bisher möglich ist.

¹⁵⁸ Es ist allerdings nicht ausgeschlossen, dass die künftigen Leistungsspitzen auch höher liegen können.

¹⁵⁹ Im Jahr 2022 wurde als höchste Leistungsspitze 85 GWh/h ermittelt (energy-charts.info).

¹⁶⁰ Zu einem vergleichbaren Ergebnis, 146 GW, kommt e.venture (2023, S. 2). Dies für das Jahr 2040. Der im Vergleich zu dem von uns ermittelten 167 GW niedrigere Wert könnte darauf zurückzuführen sein, dass e.venture (2023) lediglich ein Referenzjahr betrachtet hat, während wir sechs Referenzjahre herangezogen haben.

¹⁶¹ Im Jahr 2022 betrug der Bruttostromverbrauch 547 TWh und somit 33% weniger.

Der blau eingetragene Leistungsverlauf kennzeichnet den Energieeintrag durch die EE-Quellen. Deutlich sind die massiven Abweichungen vom Stromverbrauch zu erkennen, sowohl im Betrag als auch in der Verlaufsform. Die sommerlichen Leistungsspitzen sind auf einen im Vergleich zur Windkraft übermäßigen photovoltaischen Stromeintrag zurückzuführen. Umgekehrt bricht die EE-Stromversorgung zur Winterzeit vergleichsweise dramatisch ein; die im Vergleich zu den anderen EE-Anlagen großzügig dimensionierten Photovoltaikanlagen sind kaum noch in der Lage, im wöchentlichen Mittel ausreichend Energie zu liefern, während die Windkraftanlagen zur Winterszeit zeitweise ebenfalls nahezu komplett ausfallen können.¹⁶² Hier ergibt sich bereits durch reine Inaugenscheinnahme die zwingende Notwendigkeit zur Durchführung technischer Maßnahmen, die die unvermeidbaren gravierenden Leistungsdifferenzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch ausgleichen. Dies kann nur mit Hilfe ausreichend dimensionierter Speicher und deren Peripherie (z.B. Elektrolyseure, Gaskraftwerke) gelingen, siehe Kapitel 5.2.5.3 Speicherbedarf.

Die EE-Bruttostromerzeugung kann Leistungswerte von unter 5 GW bis über 400 GW annehmen; das ist um einen Faktor 3,3 höher, als maximal an Leistung aus dem künftigen Netz abgerufen wird und knapp 5-mal höher als 2022 aus dem Netz bereitgestellt wurde. Werden die hiermit verbundenen Überschussleistungen nicht abgeschaltet, umgeleitet oder exportiert, führt dies zur Vermeidung finaler Schäden an Komponenten des EE-Systems und den hiermit betriebenen Geräten automatisch zu einem folgeschweren Abschalten der gesamten Stromversorgung, vulgo „Blackout“ genannt.

Auffällig sind die regelmäßig wiederkehrenden und unvermeidbaren Leistungslücken. Die EE-Versorgungsleistung nimmt hierbei augenscheinlich Werte bis unter 5 GW an. Dies bedeutet, die heimische EE-Energieversorgung muss zu diesen Zeiten als vollständig abgeschaltet gelten und ist zur Vermeidung eines Blackouts zwingend durch andere Quellen zu ersetzen. Bereits an dieser Stelle wird deutlich, dass diese Ersatz-Quellen eine höhere installierte Leistung aufweisen müssen, als dies der heute noch vorhandene konventionelle und regelbare Kraftwerkspark aufweisen kann.

Zur Spezifikation der erforderlichen Maßnahmen wird nachfolgend die Residual- bzw. Differenzleistung herangezogen.

5.2.5.2 Residualleistung

Die Residualleistung ist die Differenz aus dem EE-Stromangebot und der Stromnachfrage. Sie ist in Abb. 5.7 dargestellt.

Auf der horizontalen Achse sind die Jahreszahlen dargestellt. Auf der vertikalen Achse ist die resultierende Residual- bzw. Differenz- oder Restleistung aufgetragen. Der grün markierte Bereich des Leistungsverlaufs kennzeichnet Leistungsüberschüsse, der rot markierte Bereich kennzeichnet Leistungsdefizite.

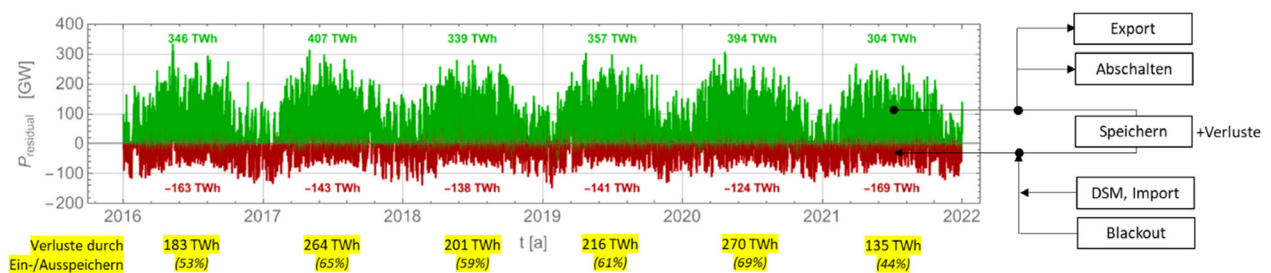


Abb. 5.7: Residualleistung, berechnet aus den fiktiven Leistungsverläufe, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden. Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁶² Dieser Doppelleffekt wird „Dunkelflaute“ genannt. Das außerordentlich hohe Photovoltaikangebot ist zudem dadurch gekennzeichnet, dass es nachts zuverlässig vollständig ausfällt; aus 400 GW installierter Leistung werden dann stets 0 GW. Nachts fällt also stets mehr als die Hälfte der insgesamt installierten EE-Leistung aus.

Die eingetragenen Zahlen bedeuten z.B.: Im „fiktiven Wetterjahr 2017“ wäre durch erneuerbare Energien ein Energieüberschuss von insgesamt 407 TWh realisiert worden. Andererseits wäre es im gleichen Jahr zu einem Energiedefizit von insgesamt 143 TWh gekommen. Sofern die Energieüberschüsse vollständig zur Deckung des Energiedefizits genutzt würden, käme es zu Verlusten in Höhe von $407 \text{ TWh} - 143 \text{ TWh} = 264 \text{ TWh}$, also von 65% des Überschussangebots bzw. zu einem Gesamtwirkungsgrad von 35%.¹⁶³

Zum Abbau der Überschussleistung kommen weitere technischen Maßnahmen in Frage, siehe das Blockdiagramm rechts im Bild:

Bevorzugt sollten die energetischen Überschüsse zwar gespeichert werden, wenn auch verlustbehaftet, weshalb dies eine der Arbeitshypothesen für den weiter unten diskutierten Speicherbedarf sein wird. Weitere Maßnahmen sind ein Export der Energie¹⁶⁴ oder das Abschalten überproduzierender EE-Quellen. Wäre eine Speicherung der Überschüsse nicht umsetzbar, entscheiden wirtschaftliche Faktoren über das Präferieren bei den beiden anderen Maßnahmen.

Bei unterschüssiger Leistung sollte bevorzugt auf zuvor gespeicherte Überschussenergien zurückgegriffen werden. Anderenfalls kommen noch Import elektrischer EE aus dem europäischen Ausland¹⁶⁵ und/oder das gezielte Abschalten von Energieverbrauchern („Brownout“, DSM), oder, bei Misslingen dieser Maßnahmen, ein sozial wie wirtschaftlich fataler Blackout in Frage.

Zur Motivation des Verbleibs wirtschaftlich geführter Unternehmen in Deutschland sollte es u.E. weder zu Brown- noch zu Blackouts kommen. Somit verbleibt von der genannten Auswahl aus technischer Sicht nur noch das Einspeichern der überschüssigen E-Energie und deren Ausspeichern bei EE-Mangel sowie in erheblich geringerem Maße der Import bzw. Export von Strom.

Hierbei stellt sich sofort die Frage, welche Speicherkapazitäten erforderlich werden

5.2.5.3 Speicherbedarf

Als Speicher kommen insbesondere Wasserstoff-, Batterie- und Pumpspeicher in Frage. Aber auch der kurzzeitige Export und Import elektrischer Energie (Stunden, Tage) kann bilanziell durchaus das Verhalten eines Speichers aufweisen.

Wie oben bereits erwähnt wird für die folgenden Betrachtungen zunächst davon ausgegangen, dass die in Deutschland regenerativ erzeugten Energieüberschüsse vollständig gespeichert werden sollen. Zur Ermittlung des Speicherbedarfs wird daher zunächst die Residualenergie ermittelt. Diese stellt die Fläche unter der Residualleistung dar. Diese Energie kann aufgrund des oben erörterten Sachverhalts nicht oder nur indirekt zur Versorgung der Last verwendet werden.

Ihr Verlauf ist in Abb. 5.8 abgebildet.

Auf der horizontalen Achse sind wieder die Jahreszahlen angegeben; auf der vertikalen Achse sind die Werte der Residualenergie in TWh angegeben.

¹⁶³ Die genauen Wirkungsgrade der einzelnen Wandlerkomponenten lassen sich aus den summarischen Verläufen gemäß Abb. 4.6 bzw. Abb. 4.7 nicht herleiten, sondern lediglich ein gemittelter Wirkungsgrad.

¹⁶⁴ Der Export war in der Vergangenheit häufiger kostenpflichtig.

¹⁶⁵ Inwieweit das europäische Ausland dazu in der Lage und willens ist, bei eigenem Bedarf den „Lückenbüsser“ für Deutschland darzustellen und die hierfür erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, bedarf entsprechender internationaler Übereinkommen. Sollte das Ausland diese Rolle übernehmen wollen, ist damit zu rechnen, dass im Ausgleich hierfür auch Deutschland den „Lückenbüsser“ für das Ausland darstellen müsste. Dies bedeutet, Deutschland müsste für das Ausland ebenfalls entsprechende Ersatzkapazitäten zusätzlich zu seinen selbst genutzten Kapazitäten bereitstellen. Im Regelfall dürfte das angrenzende Ausland, sofern es dem deutschen Weg der Energiewende folgt, aufgrund von Großwetterlagen ebenfalls EE-Mangel haben, wenn diese in Deutschland auftreten; das Ausland müsste dann mehr oder minder zeitgleich zu Deutschland dieses Problem erst einmal für sich selbst lösen.

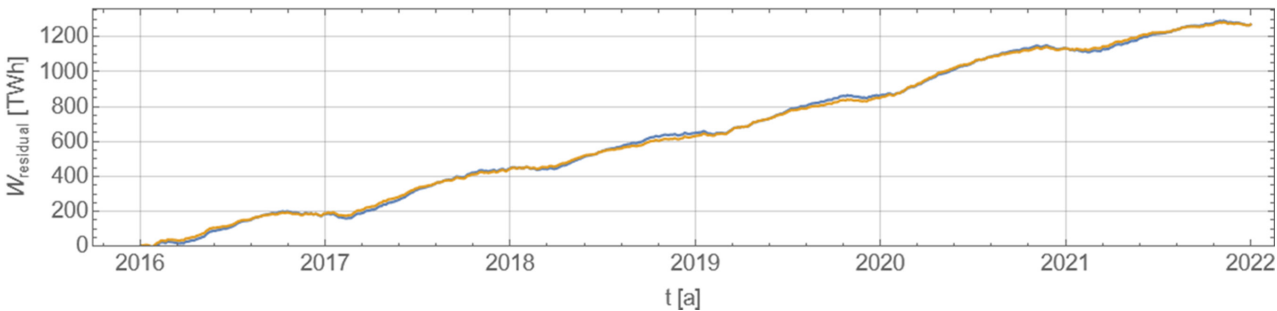


Abb. 5.8: Residualenergie, berechnet aus der obigen, fiktiven Residualleistung, wenn die Energiewende bereits im Jahre 2016 umgesetzt worden. Quelle: Eigene Darstellung.

Im Bild sind die Verlaufsformen für die bisher diskutierte realitätsnähere Lastvariante (blauer Verlauf) zusammen mit der bisher nicht weiter erörterten realitätsfernere Lastvariante¹⁶⁶ (orangener Verlauf) dargestellt. Per Augenschein sind nur minimale Unterschiede erkennbar. Auffällig ist der nahezu lineare Anstieg mit leichten Verlaufsschwankungen. Aus physikalischer Sicht ist es naheliegend davon auszugehen, dass sich dieser Verlauf aus zwei Teilverläufen zusammensetzt:

- Die lineare Zunahme der Residualenergie ist auf die o.g. kontinuierlich anfallenden Energieverluste zurückzuführen, deren sonstige Nutzbarkeit z.B. durch Sektorenkopplung (z.B. Erzeugung von Wärme im Winter) noch zu klären ist.
- Der schwankende Anteil ist auf Ein- und Ausspeichervorgänge zurückzuführen.

Mit Hilfe geeigneter mathematischer Methoden lässt sich der nahezu lineare Anteil aus dem Signal entfernen. Das Ergebnis ist der zeitliche Verlauf des Speichersignals bzw. des Speicherinhalts, wie ihn Abb. 5.9 zeigt.

Dargestellt sind drei Signale: Blau für die oben näher betrachtete realitätsnähere Lastvariante 1 und Orange für die realitätsfernere Lastvariante 2; der schwarze Verlauf stellt den Mittelwert aus beiden Varianten dar. Für die betrachteten Varianten weichen die Verläufe zwar deutlich voneinander ab. Geht man aber davon aus, dass der tatsächliche Verlauf näher am Verlauf der realitätsnäheren Variante liegt, kann der schwarzen Mittelwertverlaufs durchaus noch als optimistisch bezeichnet werden.

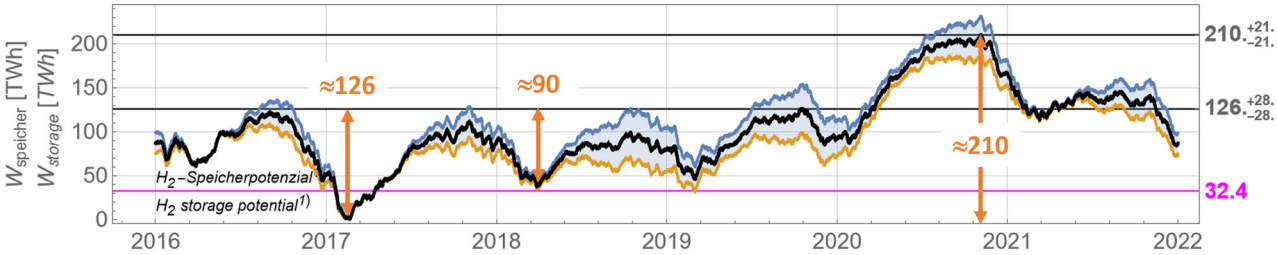


Abb. 5.9: Verlauf des Speicherinhalts. Siehe Erläuterungen im Text. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Signale geben zunächst keine Auskunft darüber, um welche Art eines Speichers es sich handelt; sie geben lediglich an, welche Netto-Energien von Speichern zunächst beliebiger Ausführung zu speichern bzw. zu entnehmen sind. Wird aus Sicht des Netzes das Ausland ebenfalls als Speicher angesehen, Export = Einspeichern / Import = Ausspeichern, können diese Speicherereignisse auch dem entsprechenden Energietransfer zum und vom Ausland zugeordnet werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass das Ausland die entsprechenden Kapazitäten in Form von EE-Quellen, EE-Verbrauchern oder auch echten Speichern exklusiv für Deutschland vorhält.

¹⁶⁶ Bei der realitätsfernere Variante wird angenommen, dass sich der aktuelle Stromverlauf der Jahre 2016 bis 2022 in der Weise linear hochskalieren lässt, dass im Mittel der von der Bundesnetzagentur (2022) vorgegebene Stromverbrauch inkl. Netzverlusten abgebildet wird. Da hierbei die winterlichen Leistungsspitzen durch Wärmepumpenbetrieb und erhöhten Energiebedarf durch den elektrifizierten Verkehr nicht berücksichtigt werden, darf dieser Verlauf durchaus als zu optimistisch und somit als realitätsferner betrachtet werden.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Export-Import-Variante eine nur untergeordnete Rolle spielt bzw. dass sie nur für wöchentlich oder kurzzeitiger auftretende Versorgungsunregelmäßigkeiten, nicht aber für saisonale oder gar jahresübergreifende Ausgleichsvorgänge zur Verfügung steht. Die Verläufe werden für den schwarzen Mittelwertverlauf diskutiert. Der Speicherenergieverlauf zeigt eine saisonal wiederkehrende Signatur: Die Speicher werden von Frühjahr bis Herbst geladen und im Winter wieder entladen; dieser Prozess entspricht dem heutigen Lade-/Entladeprozess bei Erdgasspeichern. Die saisonal wiederkehrende Signatur bricht allerdings gegen Ende 2020 nach oben hin aus. Inwieweit dieser Ausbruch repräsentativ für längere Zeiträume ist, lässt sich nicht ohne Zweifel feststellen, da zu dieser Zeit die Corona-Pandemie den Stromverbrauch beeinflusst hat und es sich gleichzeitig um ein windstarkes Jahr handelte. Andererseits lassen sich auch für die Zukunft solche Ereignisse nicht ausschließen und müssten u.E. daher mitberücksichtigt werden.¹⁶⁷

Der Verlauf lässt zunächst den Schluss zu, dass aufgrund saisonal auftretender Energieschwankungen regelmäßig eine Speicherkapazität von ca. 90 TWh benötigt wird (Schwankungsbreite zwischen den horizontalen Linien in Magenta und in Schwarz). Jahresübergreifende Einbrüche gespeicherter Energie, z.B. wie zu Beginn 2017, in dem der Speicher vollständig entleert ist, weisen allerdings darauf hin, dass selbst bei ansonsten unauffälligem saisonalen Verlauf Energiehübe von bis zu 126 ± 28 TWh auftreten können (Schwankungsbreite zwischen der Nulllinie und der Linie in Schwarz). In Ausnahmefällen, wie Ende 2021, könnte der Speicherbedarf aber durchaus auch 210 ± 21 TWh betragen, pinkfarbene Linie. Das Bundeswirtschaftsministerium (2022) geht von einem Speicherbedarf von 72 bis 105 TWh (ohne Szenario T45-PtG) mit Schwerpunkt bei 72 bis 74 TWh aus; dieser Wert wurde allerdings nur für das „Wetterjahr 2010“ ermittelt. Seine Gültigkeit für mehrere hintereinander folgende Wetterjahre unterschiedlichen Jahresertrags bei unterschiedlichen Jahresverbräuchen sollte u.E. noch gesondert überprüft werden.

Auch wenn die präsentierten Verläufe zunächst nur einen Eindruck von der Größenordnung des erforderlichen Speicherbedarfs geben, wird deutlich, dass dieser durchaus in der Größenordnung von 100 TWh und darüber liegt, nicht aber in der Größenordnung von nur 10 TWh¹⁶⁸. Dies bestätigen auch unsere früheren Berechnungen, vgl. unser erstes Positionspapier (2022). Wir halten es für ausgeschlossen, diese erforderliche Speichertiefe mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken, Batterien und/oder Import-/Export-Prozessen darzustellen. Somit kommen für saisonale und jahresübergreifende Speicherprozesse nur noch Gasspeicher in Frage.

Alternativ zu den vorstehenden Berechnungen könnte man allein aus der wirtschaftlich gebotenen Energiebevorratung einen entsprechenden Speicherbedarf ableiten. Dieser leitet sich unmittelbar aus den jährlichen Importbedarfen von ca. 700 TWh/a ab. Bei einer als sinnvoll anzunehmenden Bevorratungszeit von z.B. 3 Monaten, also einem Viertel Jahr, müssten diese in die Größenordnung von knapp 200 TWh kommen. Allein aus dieser sehr einfachen Betrachtung ist erkennbar, dass die obigen Berechnungen realistische Größenordnungen benennen.

Dabei erscheint es aus heutiger Sicht und mit Bezug auf das Jahr 2045 nur noch möglich, diese Speicher mit „grünem Wasserstoff“ zu füllen. Laut der sehr detaillierten vom BMWK in Auftrag gegebenen Studie DBI GUT (2022) können die bisher in Deutschland für Erdgas genutzten Kavernen- und Porenspeicher lediglich 32,4 TWh Wasserstoff (pinkfarbene Linie in Abb. 4.10) statt der erforderlichen 126 ± 28 TWh bis 210 ± 21 TWh aufnehmen. Aufgrund der Konvergenz der Gasspeicher (i.e. „Schrumpfung“) verlieren diese pro Jahr ca. 1% Speichervolumen.¹⁶⁹ Im Jahr 2045 ließen sich dann in den vorhandenen Kavernenspeichern lediglich noch 25,3 TWh Wasserstoff speichern, sofern sie nicht aufwändig nachgesolt werden. Somit muss mit Bezug auf den derzeit aktuellen Wert von 32,4 TWh $3,9 \pm 0,9$ bis $6,5 \pm 0,6$ mal mehr Gasspeicher durch entsprechenden Zubau verfügbar gemacht werden. Das Bundeswirtschaftsministerium (2022) gibt übrigens noch ein aktuelles Kavernenpotential in Deutschland von 35-50 TWh an und schließt bereits hieraus auf einen Neubaubedarf, der frühzeitig angegangen werden sollte.¹⁷⁰ Der Begriff „frühzeitig“ wird nicht weiter quantifiziert. Dies wäre aber zwingend erforderlich, berücksichtigt man Umrüstzeiten existierender Gaskavernen von mindestens vier Jahren und Errichtungszeiten von neuen Gaskavernen von 10 oder sogar von bis zu 15 Jahren, NRW.Energy4Climate (2022). Idealerweise sollten die neuen Gasspeicher erzeuger- und verbrauchernah sein, was sich insbesondere im Süden Deutschlands schwierig gestalten dürfte.

¹⁶⁷ Grundsätzlich besteht für solche Fälle aber auch die Möglichkeit, die entsprechenden EE-Erzeuger Wind/Solar abzuschalten. Die Entscheidung „Speichern oder Abschalten“ bedarf u.E. aber noch weitergehender Betrachtungen. Derzeit gehen wir tendenziell davon aus, dass eine Speicherung zu bevorzugen ist.

¹⁶⁸ FOCUS online, 18.03.2023: „Die IEA-Studie rechnet für Deutschland mit einem Energiespeicherbedarf von 10.000 Gigawattstunden.“ https://www.focus.de/finanzen/so-verhindert-deutschland-den-blackout-kohle-und-atomausstieg-so-verhindert-deutschland-den-blackout_id_188685476.html (abgerufen am 05.05.2023). Dabei haben möglicherweise aber nur elektrische Speicher im Fokus der IEA-Studie gestanden. Auch der Nationale Wasserstoffrat (2021, S. 11) geht nur von einem vergleichsweise geringen Speicherbedarf von bis zu 50 TWh aus. Diesen Wert können wir aufgrund unseres hier dargestellten Berechnungsergebnisses nicht bestätigen.

¹⁶⁹ Vgl., Nationaler Wasserstoffrat (2021, S. 9).

¹⁷⁰ Gemäß BGR (2020) soll das Kavernenspeicher-Potential sogar 3.478 TWh betragen!

Schlussendlich bedeutet dies, dass der Speicherfrage eine besondere Rolle zukommt. Dies betont auch das Bundeswirtschaftsministerium (2022, S. 75). Dabei reicht es nicht aus, diese Frage lediglich als problematisch zu bezeichnen. Vielmehr muss es zu einem massiven Speicheraus- und -umbau kommen, der sofort beginnen und genauso wie der Ausbau der EE-Quellen gesetzlich geregelt werden müsste.

Dies hat auch BMW-Großaktionär Stefan Quandt erkannt:

„Was in dem grünen Zielszenario fehlt, sind Speichertechnologien für große Energiemengen.‘ Und dabei bedeute ‚groß‘ zum Beispiel den mehrwöchigen Bedarf von ganzen Städten und Industriestandorten decken zu können. ‚Solche Technologien, inklusive eines grünen Wasserstoffkreislaufs, sind aber bis auf Weiteres nicht in Sicht‘, beklagte Quandt. Auf dem Weg dahin fehlten den Stromversorgungsnetzen auf jeder Spannungsebene die physikalischen Kapazitäten und digitalen Steuerungsmöglichkeiten, um die notwendigen Energiemengen in der Fläche zu verteilen und zur Verfügung zu stellen.“ (FAZ (2023)).

Das erschließbare Potential an Salzkavernenspeichern beziffert BGR (2020) zwar mit 3.478 TWh. Im Hinblick auf den erforderlichen massiven Ausbau der Kavernenspeicher irritiert allerdings die Aussage des Präsidenten der Bundesnetzagentur, Klaus Müller: *„Als »absolut unrealistisch« bezeichnete es Müller, dass Deutschland seine Speicherkapazitäten deutlich erweitern könne. »Unsere Größe und Geologie geben nicht mehr her«“ (Spiegel 2023).¹⁷¹*

Sollte sich dies überraschenderweise bestätigen, wäre die Energiewende in bisher geplanter Weise nicht umsetzbar, sie wäre schlimmstenfalls sogar zum Scheitern verurteilt, da den Speichern zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle zukommt.

5.2.5.4 Bedarf an H₂-/Gas-Kraftwerken

Die Nahtstelle zwischen Wasserstoffspeichern und den aus dem Netz versorgten Stromverbrauchern bilden Wasserstoff-Kraftwerke.

Solange „grüner Wasserstoff“ in der erforderlichen Menge noch nicht verfügbar ist, muss dieser durch importiertes Erdgas substituiert werden, das ggfs. mit „grünem oder blauem Wasserstoff“ angereichert wird. Unabhängig von der Frage der Verfügbarkeit „grünen Wasserstoffs“ ist zu klären, welche elektrische Kraftwerksleistung überhaupt zur Umsetzung der aus Wasserstoff- bzw. Gasspeichern stammenden Energie in elektrische Energie zu installieren ist.

Auskunft hierzu gibt Abb. 5.10. Die Grafik ergibt sich aufgrund oben dargestellter Leistungsverläufe. Dabei wird untersucht, wieviel Energie (vertikale Achse) aus Batterien, Pumpspeichern, Import und aus der gezielten Reduzierung des Verbrauchs mit Hilfe des Demand-Side-Managements (DSM) während einer der energieschwächsten und langandauerndsten (ca. 5 Tage¹⁷²) „Dunkelflauten“ verfügbar gemacht werden müsste, sofern eine bestimmte elektrische Leistung an Gas- und/oder Wasserstoffkraftwerken verfügbar ist (horizontale Achse).

Der rote Linienzug stellt den Zusammenhang zwischen der zu installierenden Gaskraftwerksleistung und dem fälligen elektrischen Energiebedarf dar; dabei ist angenommen, dass die gesicherte Verfügbarkeit von Wasserstoff- bzw. Gaskraftwerken wie heute 85% beträgt.

¹⁷¹ Aus unserer Kommunikation mit dem Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Herr Forstner, mit der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Frau Dr. Röhlings, und mit energy4climate.nrw, Herr Dr. Scholz, ergibt sich klar, dass diese Aussage entweder falsch ist oder in einem anderen Zusammenhang zu sehen sein müsste. Zur Klärung haben wir daher auch die Bundesnetzagentur angeschrieben, bis zu Redaktionsschluss aber noch keine Antwort erhalten.

¹⁷² Dieser Wert ist aufgrund der gewählten Auswerteweise der Leistungsverläufe als optimistisch zu betrachten. So erlaubt es die gewählte Auswerteweise derzeit noch nicht, längere „Dunkelflauten“ mit kurzen bzw. unbedeutenden Unterbrechungen zu dieser längeren „Dunkelflaute“ zusammenzufassen; längere „Dunkelflauten“ werden somit durch den gewählten Algorithmus in kürzere „Dunkelflauten“ aufgeteilt, obwohl diese augenscheinlich zusammenhängen. Wir präsentieren das Ergebnis dennoch, da sich bereits aus dieser optimistischen Darstellung gravierende Erkenntnisse gewinnen lassen.

Das Bild soll mit Hilfe eines Ablesbeispiels erläutert werden: Nimmt man unter Zugrundelegung der Daten der Bundesnetzagentur (2022) und eigener realitätsnaher Annahmen an, dass aus landeseigenen Batterien, Pumpspeichern und DSM-Maßnahmen lediglich 0,4 TWh zur Überbrückung einer „Dunkelflaute“ zur Verfügung stehen, grün-strichlierte Linien und grüner Punkt auf dem roten Linienzug, bedeutet dies, dass zur Herstellung der Versorgungssicherheit eine Gaskraftwerksleistung von 118 GW installiert sein muss. Gelingt durch zeitgerechte Importmaßnahmen eine Erhöhung der verfügbaren Energie auf 0,8 TWh oder sogar auf 1,5 TWh¹⁷³ pro langanhaltender „Dunkelflaute“, genügen auch installierte Kraftwerksleistungen von 90 GW bis 105 GW. Zu berücksichtigen ist, dass Stromimporte aus dem EU-Ausland sich dann schwierig gestalten dürften, wenn diese ebenfalls aus „Erneuerbaren Energien“ stammen sollen; hierauf weist McKinsey (2023) hin. Sofern in Deutschland eine „Dunkelflaute“ herrscht, ist das EU-Ausland hiervon in der Regel ebenfalls betroffen und muss sich erst einmal selbst aus seinen eigenen Backup-Kraftwerken und Speichern versorgen. Dabei bleibt uns unklar, warum die für einen Import erforderliche Backup-Kraftwerksleistung des EU-Auslandes nicht besser gleich verbrauchernah in Deutschland selbst installiert werden sollte. Außerdem muss die zu importierende Energie mit der aktuell erforderlichen Leistung zur Verfügung gestellt werden.

Zudem erscheinen Batterie- und Pumpspeicher z.B. aus Gründen der Ressourcenschonung eher für den Bereich kurzzeitiger Flaute und damit geringerer Energiebedarfe einsetzbar. Daher dürfte die Annahme realistisch sein, dass eine Gaskraftwerksleistung von insgesamt 104±14 GW zur Herstellung der Versorgungssicherheit ausreichen dürfte, sofern das Maximum der Verbraucherleistung während einer „Dunkelflaute“ bei 167 GW liegt. Bei höheren maximalen Verbraucherleistungen lägen die Nennleistungswerte entsprechend höher.

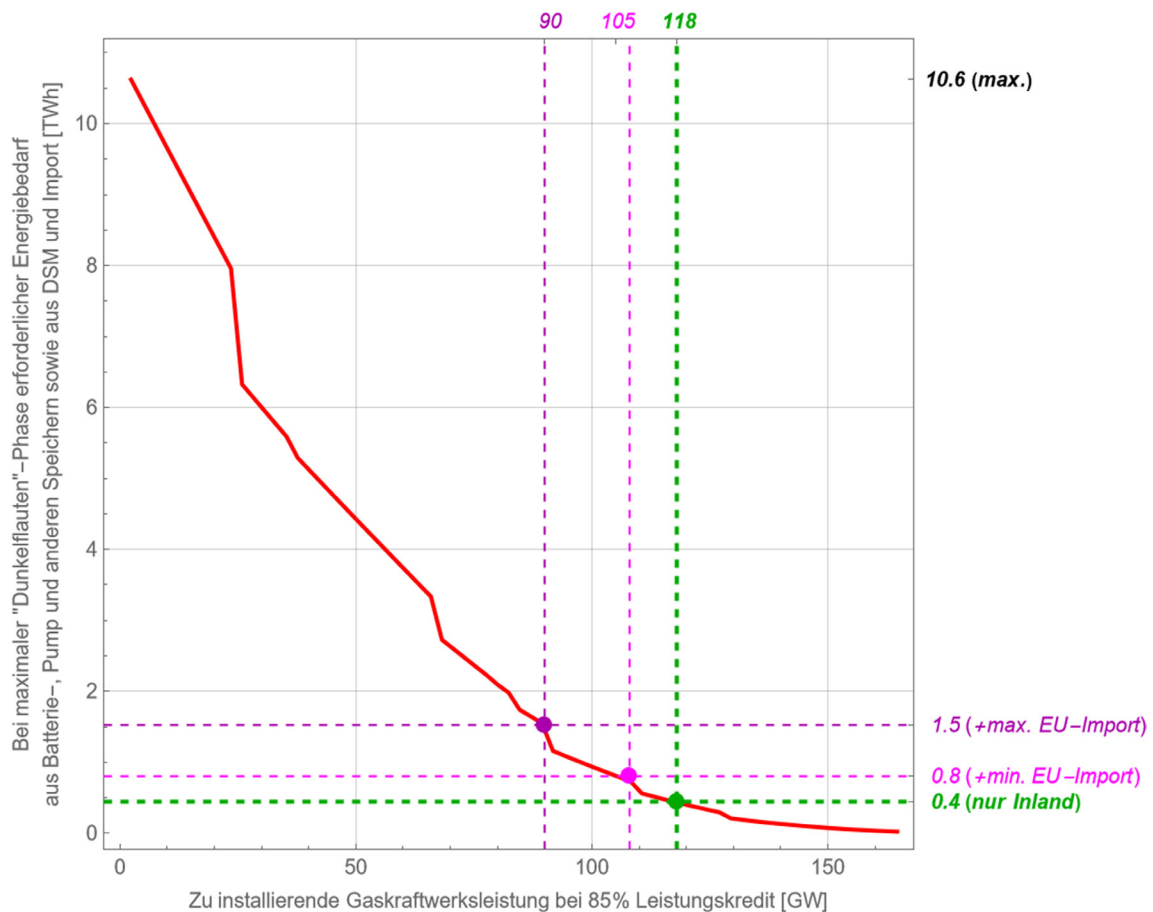


Abb. 5.10: Zusammenhang zwischen erforderlicher Gas-/H₂-Kraftwerksleistungen und aus anderen Quellen (Batterien, Pumpspeicher, Import) stammenden Energiezufuhren. Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁷³ Bei 5 Tagen Dunkelflaute müssten 1,1 TWh importiert werden, was einer mittleren Importleistung von 9,2 GWh/h entspricht. Zum Vergleich: Am 14.07.2023, 06:15, betrug die maximale Stromimport-Leistung 16,3 GWh/h.

Die typischerweise größte Kraftwerksleistung von Gaskraftwerken beträgt 0,5 GW. Werden diese „H₂-ready“ ausgeführt, sind somit mindestens 208±28 „H₂-ready“-Kraftwerke erforderlich.¹⁷⁴ Zum Vergleich: Im Jahr 2021 war eine installierte Gaskraftwerksleistung von 31,7 GW verfügbar.¹⁷⁵ Somit entspräche der entsprechend erforderliche Gaskraftwerkszu- oder -umbau leistungsmäßig einem Faktor 3,3±0,4.

Zu- und Umbau solcher Kraftwerke, etwa 7,2±1,4-mal 0,5-GW-„H₂-ready“-Gaskraftwerke pro Jahr oder 12,0±2,3-mal 0,3-GW-„H₂-ready“-Gaskraftwerke pro Jahr, müssten unmittelbar in Gang gesetzt und bis 2040, spätestens bis 2045, kontinuierlich umgesetzt werden. Praktiker verweisen bzgl. typischer Bauzeiten zumindest für größere Kraftwerke auf die „1-2-3-Regel“: Es benötige demnach ein Jahr für die Planung, zwei Jahre für den Genehmigungsprozess und drei Jahre für die Fertigstellung; insgesamt also 6 Jahre¹⁷⁶. Gesetzliche Regelungen oder privatwirtschaftliche Bestrebungen hierzu sind uns derzeit nicht bekannt. Lediglich die Abschaltung konventioneller Kraftwerke ist in eine konkrete, aus holistischer Sicht aber unserer Ansicht nach unzureichende Gesetzesform gefasst.¹⁷⁷ Das terminierte Abschalten von Kraftwerken erfordert zwingend auch ein Hand-in-Hand hiermit gehendes Hinzuschalten von „H₂-ready“-Ersatzkraftwerken. Solange dieser überschaubare Zusammenhang keine ausreichend wahrnehmbare Berücksichtigung findet, ist die künftige Versorgung aus erneuerbaren Energien bzw. ohne weiter betriebene fossile Kraftwerke nicht gesichert.¹⁷⁸

5.3 Gesamtüberblick der künftigen Energieflüsse

Aus den oben genannten Energiewerten ergibt sich das Energiefluss-Schema gemäß Abb. 5.11.

Die von Deutschland insgesamt benötigt EE-Primärenergie ergibt sich insgesamt zu 2.409 bis 2.728 TWh/a, wovon vom Ausland je nach gewählter Transportweise für den stofflichen Energieträger Wasserstoff 1.116 bis 1.435 TWh/a (46 bis 53%) zur Verfügung zu stellen wären. Die restlichen 1.293 TWh/a (47 bis 54%) kommen aus inländischen EE-Quellen, wobei Wind, Photovoltaik u.a. 1.031 TWh/a und Umweltwärme (Luft, Erde, Solarthermie, Biomasse) 262 TWh/a zur Verfügung stellen.

Durch Umwandlungsprozesse (Elektrolyse, Aufbereitung, Transport) treten im Ausland 413 bis 732 TWh/a externe Verluste auf. Die verbleibenden 703 TWh/a werden von Deutschland in Form von H₂ oder H₂-Derivaten importiert.¹⁷⁹ Insgesamt ergibt sich somit aus der Sicht Deutschlands ein EE-Primärenergieaufkommen von 1.996 TWh/a.

¹⁷⁴ Die Bundesnetzagentur (2022, S. 64) geht von lediglich 47 GW regelbarer Gaskraftwerksleistung aus.

¹⁷⁵ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250973/umfrage/nennleistung-der-kraftwerke-nach-energietraeger-in-deutschland/>

¹⁷⁶ Vgl. Reichel, A. (2023) in: Westfälische Nachrichten vom 12.6.2023, „Neues Leben für Kohle-Standorte.“

¹⁷⁷ Siehe z.B. Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, Art. 1 des Kohleausstiegsgesetzes vom 08.08.2020.

¹⁷⁸ Interessant ist in diesem Zusammenhang ein Kommentar aus dem Handelsblatt (2023): „Doch nach Informationen des Handelsblatts aus Verhandlungskreisen stellt sich die Lage anders dar: Die EU-Kommission hat große Bedenken mit Blick auf die Pläne des Bundeswirtschaftsministeriums, Anreize für den Bau von Gaskraftwerken mit einer installierten Leistung von 25 Gigawatt (GW) zu schaffen. Das belegen interne Vermerke, die dem Handelsblatt vorliegen. Die EU-Kommission scheint keineswegs gewillt zu sein, den Vorstellungen der Deutschen eine beihilferechtliche Genehmigung zu erteilen. [...] Die neuen Gaskraftwerke sind essenziell für das Gelingen der Energiewende – und für den Ausstieg aus der Kohlekraft bis zum Jahr 2030. Die neuen Anlagen müssen in Betrieb gegangen sein, wenn das letzte Kohlekraftwerk vom Netz gegangen ist. Sie sind in Zukunft die Absicherung für die Phasen, in denen die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. [...] Sie übernehmen damit die Rolle der Kohlekraftwerke: Sie stehen als sogenannte ‚gesicherte Leistung‘ parat. Zunächst sollen sie mit Erdgas betrieben werden, später mit Wasserstoff.“

¹⁷⁹ In diesem Zusammenhang ist die Aussage des Nationalen Wasserstoffrats (2021, S. 8) von Interesse, der die genannte Größenordnung betätigt: „Für das Jahr 2050 steigt die Bandbreite des Bedarfs an Wasserstoff und wasserstoffbasierten Syntheseprodukten dann auf 400 bis knapp 800 TWh. Den größten Bedarf an Wasserstoff und wasserstoffbasierten Syntheseprodukten erkennt die Studie im Industriesektor. Im Jahr 2050 werden hier bis zu 500 TWh benötigt. Die größten Abnehmer sind die Eisen- und Stahl- sowie die chemische Industrie. Einen großen Bedarf sehen die Studien auch im Verkehrssektor. Er benötigt im Jahr 2050 zwischen 150 und 300 TWh. Im Fokus steht dabei insbesondere der internationale Flug- und Schiffsverkehr mit einem Bedarf von 140 bis 200 TWh. Im straßengebundenen Verkehr sehen neuere Studien das größte Potenzial im Schwerlastverkehr. Weitere Abnehmer sieht die Metastudie im Gebäudesektor (bis zu 200 TWh bis zum Jahr 2050) und im Umwandlungssektor zur Strom- und Wärmeerzeugung (zwischen 50 und 150 TWh bis zum Jahr 2050).“

Erzeugungs-, Übertragungs-, Elektrolyse- und sonstige Verluste von 567 TWh/a¹⁸⁰ führen zu einer hieraus verfügbaren Endenergie von 1.429 TWh/a, von denen 759 TWh/a für elektrische Verbraucher in Haushalten, Verkehr, Industrie und Dienstleistungsbetriebe genutzt werden. Die verbleibenden 670 TWh/a, „Andere“, fließen in andere industrielle Anwendungen.

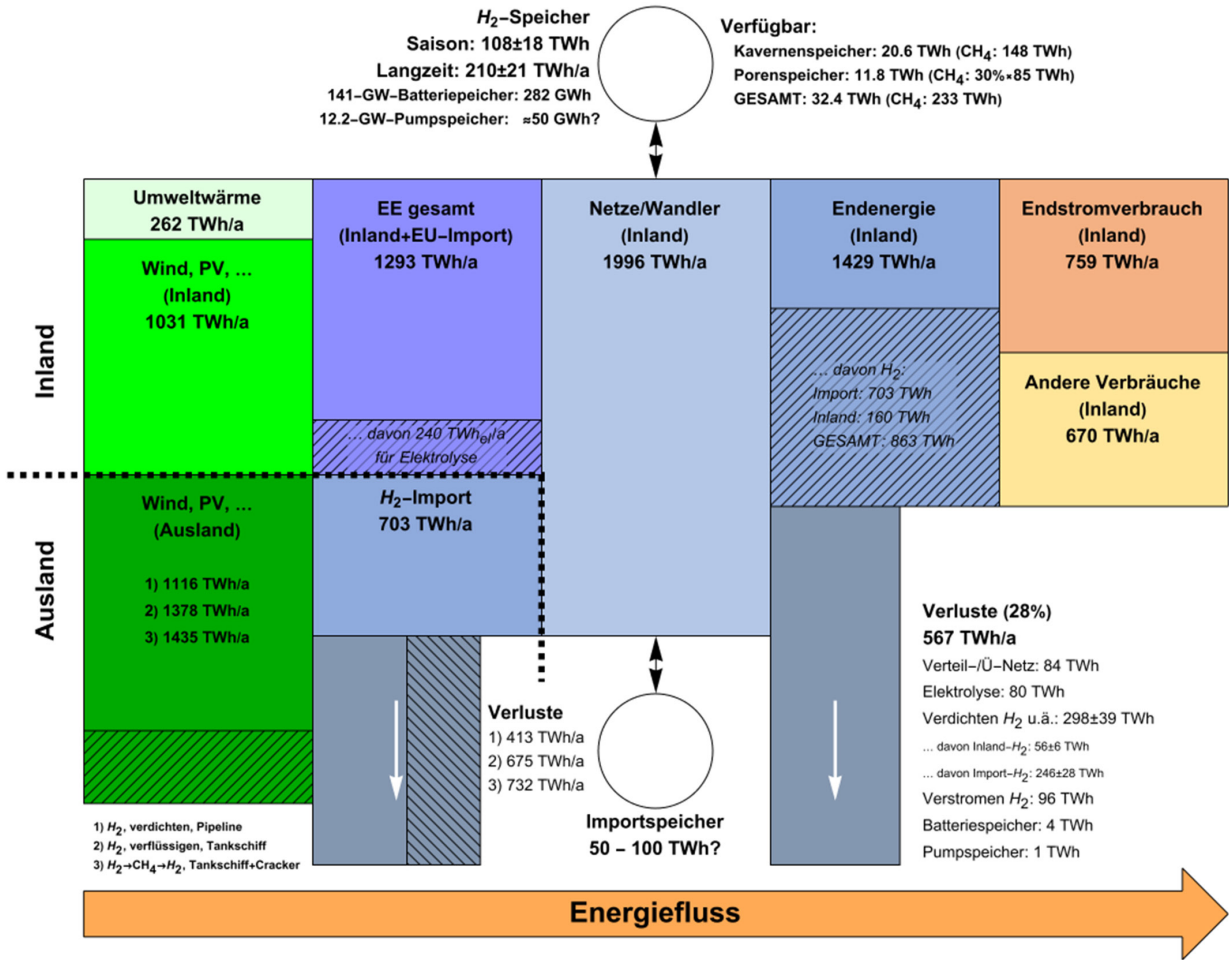


Abb. 5.11: Resultierendes Energiefluss-Schema mit wesentlichen Werten. Quelle: Eigene Darstellung.

Der energetische Gesamtwirkungsgrad des EE-Gesamtsystems beträgt mit den angegebenen Werten ca. 72%.

Zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sind mindestens 108±18 TWh Speicherkapazität erforderlich, die insbesondere in Form von Wasserstoffspeichern zur Verfügung zu stellen sind. Bei jahresübergreifender Betrachtung, siehe oben, kann es zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in speziellen Situationen auch zu einem Speicherbedarf von 210±21 TWh kommen. Ein bisher noch nicht betrachteter Aspekt ist der zusätzliche Speicherbedarf zur vorübergehenden Einspeicherung importierten Wasserstoffs oder importierter Wasserstoff-Derivate. lässt sich nicht ohne Weiteres beziffern.

¹⁸⁰ Hinzu kommen noch eventuelle Verluste durch das Cracken von in Form von Ammoniak importierten Wasserstoffs. Hier ist mit 0,23±0,10 TWh Verlusten pro TWh Wasserstoff zu rechnen. Sollten z.B. 600 TWh Wasserstoff in Form von Ammoniak importiert werden, um dann in Form reinen Wasserstoffs genutzt werden zu können, ergäben sich Verluste von 80 bis 200 TWh. Zur Erzeugung dieser Energie müssten ggfs. weitere EE-Quellen installiert werden.

Unseres Erachtens könnte er zum Handling von ca. 700 TWh/a Wasserstoffimporten vielleicht in der Größenordnung von 75 ± 25 TWh¹⁸¹ abgeschätzt werden, welcher zu dem o.g. Speicherbedarf zu addieren wäre. Insgesamt ergibt sich hiermit eine erforderliche Speicherkapazität von 108 ± 18 bis 285 ± 46 TWh. Deutschland könnte 2040/2045 ohne weiteren Zubau allerdings nur 28,3/26,7 TWh Speicher zur Verfügung stellen, berücksichtigt man die jährliche Konvergenz der Kavernenspeicher von 1%. Ein Zubau von 80 ± 18 TWh bis vielleicht 257 ± 46 TWh ist somit erforderlich, jedenfalls aber ein Zubau in der Größenordnung von 100 TWh.

Inwieweit bei der Ermittlung der tatsächlich erforderlichen Speicherkapazität zudem eine nationale Energiereserve zu berücksichtigen ist, bedarf noch weitergehender Betrachtungen. Darüber hinaus ist auch nach wie vor die Konvergenz künftiger Speicher zu berücksichtigen; diese kann z.B. binnen 20 Jahren zu einer Reduktion der Speicherkapazität von ca. 20% führen. Dieser Verlust wäre dann kontinuierlich durch fortlaufende Nachsolung oder Neuerrichtung von Kavernenspeichern auszugleichen.

5.4 Grauzonen der Energiewende aus technischer Sicht

Die gesetzlichen Vorgaben zur Energiewende beschränken sich derzeit insbesondere auf planerische Vorgaben zum Aufbau von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Aus den Unterlagen der Bundesnetzagentur (2022) ergeben sich weitere technisch verwertbare und u.E. auch als verbindlich aufzufassende Informationen, z.B. bzgl. der zu installierenden Nennleistung von Batterien und von Elektrolyse-Anlagen oder bzgl. der zu erwartenden Verbraucherleistungen und -energien. Weiterhin gibt es klare gesetzgeberische Vorgaben zum Abschalten fossiler Kraftwerke. So sind Kernkraftwerke bereits seit April 2023 aus dem konventionellen Kraftwerkspark ausgeschieden. Auf der Verbraucherseite werden die Einführung von Wärmepumpen und von Elektroautos ebenfalls quantifiziert. Obige Ausführungen weisen aber im Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit auf erheblichen weiteren gesetzgeberischen und insbesondere unternehmerischen Handlungsbedarf hin.¹⁸²

- So ist der zwingend erforderliche Zubau von Wasserstoff- und Batteriespeichern im zuvor erörterten großzügigen Stile weder geregelt noch auf andere uns bekannte Weise konkret dokumentiert. Sogar die erforderliche saisonale und jahresübergreifende Speicherkapazität scheint derzeit nicht ermittelt worden zu sein oder erheblich unterschätzt zu werden. Wir schätzen den erforderlichen Ausbau von Langzeitspeichern in der Zeit bis 2045 als in Deutschland kaum umsetzbar ein. Die Umsetzbarkeit der Energiewende ist bereits hierdurch massiv gefährdet.
- Die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff aus heimischen EE-Quellen muss zwingend lokal oder zumindest erzeugernah geschehen, damit die außerordentlich hohen Leistungsüberschüsse (bis zu einem Faktor 5 im Vergleich zum heutigen Verbraucherbedarf) nicht ebenfalls noch bei der Auslegung des Übertragungsnetzes zu berücksichtigen sind. Für Windkraftüberschüsse könnten diese Speicher in Form von Kavernenspeichern insbesondere in Norddeutschland verfügbar sein, sofern ausreichend darstellbar.
- Auch der mit den Wasserstoffspeichern einhergehende Bedarf an H₂-Kraftwerken wird aus unserer Sicht deutlich unterschätzt. So ist der bis spätestens 2045 jährlich fortlaufend erforderliche jährliche Zuwachs oder Umbau von mindestens etwa sieben „H₂-ready“-Kraftwerken der 0,5-GW-Klasse oder von etwa 12 Kraftwerken der 0,3-GW-Klasse nicht geregelt. Rein qualitative politische Aussagen, dass der Ausbau dieser Ersatz-Kraftwerks-Kapazitäten für die Energiewende notwendig sei, sind jedenfalls unzureichend.

¹⁸¹ Gegebenenfalls lässt sich dieser Speicher auch auf die Wasserstoff oder Ammoniak transportierenden Tanker verlagern, so wie dies heute bereits mit der logistischen Verlagerung der Haltung großer Materiallager auf den Schwerlastverkehr geschieht. Inwieweit sich diese logistische Maßnahme auch aus weltweiter Sicht auf den Seetransport anwenden lässt, kann an dieser Stelle nicht geklärt werden. Diese Art eines „logistischen Speichers“ wäre dann allerdings kaum noch unter deutscher Kontrolle zu halten und müsste im Wettbewerb mit anderen Bedarf habenden Ländern stets wieder neu ausgehandelt werden. Ein „logistischer Speicher“ würde nicht zur nationalen Energiereserve beitragen, da er in fremder Hand wäre.

¹⁸² Hinzu kommen gesetzlich geforderte Investitionen der Eigentümer von Immobilien, die bereits jetzt aufgrund der Vorgaben zur Erhöhung der Gebäudeeffizienz überfordert erscheinen.

- Bezüglich des Ausbaus des elektrischen Netzes liegen zwar, wie allgemein bekannt, Planungen der Bundesnetzagentur für den Nord-Süd-Link vor. Dieser soll im Norden nicht weiter verwendbare Überschussenergien in den Süden der Bundesrepublik ableiten. Hierbei handelt es sich aber lediglich um Planungen bzgl. des Hochspannungsnetzes, teilweise auch des Mittelspannungsnetzes. Der Ausbau des niederspannungsseitigen Verteilnetzes allerdings wird weder geregelt noch ausreichend transparent gemacht und bleibt kommunalen Energieversorgern überlassen, die sich ihrer tatsächlichen Verantwortung bei der Umsetzung der Energiewende nur schleppend bewusst werden.¹⁸³ Das führt schon jetzt zu Engpässen beim Betrieb von Wärmepumpen in Neubauten. So konnte beispielsweise der Vermietungskonzern Vonovia „70 Prozent seiner fertig gebauten Wärmepumpen nicht anschließen – weil Städte und Stadtwerke die Voraussetzungen nicht schaffen und Genehmigungen verzögern.“¹⁸⁴ Dies gilt sinngemäß auch für die kommunalen Ladestationen für Elektroautos. Diese dürften sich in der Regel nämlich nicht während der Tageszeiten aus lokalen Photovoltaikanlagen speisen lassen, sondern müssen überwiegend zu dunklen Tageszeiten nachgeladen werden. Zur Winterszeit dürften lokale Photovoltaikanlagen hierfür ebenfalls kaum geeignet sein.

Der in Abb. 5.11 genannte Netto-Stromverbrauch¹⁸⁵ von 759 TWh/a im Jahr 2045 ist ca. 50% höher als der heutige Netto-Stromverbrauch. Dies erfordert im Mittel bereits eine um ca. 50% höhere Übertragungsleistung. Hinzu kommen noch die oben diskutierten saisonalen Leistungsüberhöhungen durch Wärmepumpen¹⁸⁶ und Elektroautos. Da die Energie schlussendlich auch beim Verbraucher ankommen soll, muss das gesamte Niederspannungsverteilstromnetz inklusive all seiner technischen Komponenten in der Fläche entsprechend verstärkt, also ersetzt werden. Dabei ist auch die sich deutlich erhöhende Rückwärtseinspeisung kommunalen Photovoltaikstroms in das Verteilnetz zu berücksichtigen. Unserer Auffassung nach bedeutet dies eine leistungsmäßige Verstärkung der kommunalen Verteilnetze um einen Faktor Zwei, aufgrund durchzuleitender Leistungsspitzen und technischer Sicherheitszuschläge eher mehr.

- Über den gezielt und insbesondere auf den Fortschritt der Energiewende abgestimmten Import von Wasserstoff oder von Wasserstoff-Derivaten in den o.g. Mengen ist nichts bekannt. Der hiermit verbundene Bedarf an insgesamt neu zu erstellenden logistischen Möglichkeiten (Seewege, Pipelines, Stromtrassen, Anlandestellen) scheint ebenfalls nicht ausreichend adressiert zu sein, sieht man von einer Studie des Instituts für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (2021) ab. Zwar gibt es schon einige internationale Absichtserklärungen¹⁸⁷, die uns aber in ihrer quantitativen Definition als unzureichend erscheinen. Eine internationale „Roadmap“ oder zumindest ein belastbares eineindeutiges nationales Wunsch-Szenario ist für uns jedenfalls nicht erkennbar. Bedenklich erscheint uns in diesem Zusammenhang auch Mitteilungen aus Norwegen, Schottland nicht mit Windstrom beliefern zu wollen, gleichzeitig aber ein Abkommen mit Deutschland über die Lieferung großer Wasserstoffmengen abschließen zu können.¹⁸⁸ Norwegen als energetischer Vorhof Deutschlands, aber nicht Europas?

¹⁸³ Allerdings führt der Netzentwicklungsplan (2023) in Kapitel 5 aus: „In mehreren Stellungnahmen wurde die Frage nach der bestehenden Zusammenarbeit der ÜNB mit den Verteilnetzbetreibern aufgeworfen. Hierzu ist anzumerken, dass zwischen den ÜNB und den Verteilnetzbetreibern sowohl zur Erarbeitung des Netzentwicklungsplans als auch darüber hinaus zur koordinierten Netzplanung ein steter Austausch besteht. Konkrete Hinweise und gemeinsame Planungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern in den Netzentwicklungsplan aufgenommen. Diese intensive Zusammenarbeit zeigt sich beispielsweise an dem Umstand, dass zusätzliche vertikale Punktmaßnahmen im Zuge der Konsultation des ersten Entwurfs festgestellt und in den zweiten Entwurf aufgenommen wurden.“

¹⁸⁴ WirtschaftsWoche, 05.05.2023, <https://www.wiwo.de/unternehmen/dienstleister/veil-stadtwerke-bei-den-genehmigungen-troedeln-weshalb-70-prozent-der-vonovia-waermepumpen-nutzlos-herumstehen/29133398.html> (abgerufen am 05.05.2023).

¹⁸⁵ Das ist der Stromverbrauch ohne Elektrolyseure und Verluste.

¹⁸⁶ Energetische Erträge aus der Tiefengeothermie spielen bei den derzeitigen Betrachtungen eine nur vernachlässigbare Rolle.

¹⁸⁷ Zum Beispiel mit Namibia, Kanada, Chile, Norwegen.

¹⁸⁸ Gemäß tagesschau (2023) seien zwar Wasserstofflieferungen von bis zu 50 TWh/a ab 2030 und von 150 TWh/a ab 2040 vorgesehen. Gleichzeitig sieht Norwegen aber keine Basis, über einen Lizenzantrag für ein Stromkabel nach Schottland zu entscheiden, siehe BusinessPortal Norwegen (2020). Inzwischen wächst in Norwegen auch der Widerstand gegen Stromlieferungen nach Deutschland, da sich hierdurch die norwegischen Strompreise erhöhen würden, siehe Berliner Zeitung (2023).

- Über einen selbst bei erheblich kleineren technischen Projekten typischerweise stets erforderlichen nationalen oder sogar national-internationalen Arbeits-Zeit-Finanzierungs-Plan bzw. Master-Plan (AZF), der die zu koordinierenden Gewerke mengenmäßig und zeitlich zusammenführt und der zumindest aus technischer Sicht belastbar wäre, ist uns nichts bekannt. Die Planungen zur Energiewende erscheinen uns eher als nur schwach koordiniertes Stückwerk. Aus einem solchen dringend erforderlichen Plan ließen sich die erforderlichen Personalkapazitäten und Finanzierungserfordernisse ablesen sowie entsprechende Engpässe dieses „Riesenprojektes“ frühzeitig erkennen und, sofern möglich, beheben. Insbesondere auch, weil nahezu der gesamte Umbau bereits innerhalb der kommenden 20 Jahre durchgeführt werden soll. Unter Berücksichtigung oben angesprochener energietechnischer Zeitkonstanten erscheint dieser Zeitraum als sehr gering, eher sogar als unzureichend. Zwar gibt es nationale und internationale Absichtserklärungen; diese scheinen sich aber mehr im politischen und juristischen als im, der Realität näherstehenden, technischen Raum zu definieren. Vom Ausland, von dem Deutschlands künftige massive Wasserstoff-, Wasserstoff-Derivate-Importe aber auch die vergleichsweise geringfügigen Stromimporte abhängen, müssten ebenfalls entsprechende AZF-Pläne entwickelt werden, um Schnittstellen zwischen diesen und Deutschlands Plänen definieren zu können. Eine terminierte deutsche Energiewende wird ohne terminierte ausländische Zusagen nicht in gewünschter Weise umsetzbar sein.

Klar ist, dass die dargestellten Grauzonen der Energiewende realiter gelöst und in der technischen Praxis einige Jahre lang erfolgreich erprobt sein müssen, bevor das letzte fossile Kraftwerk stillgelegt wird. Das gilt auch europaweit. Die deutsche Energiewendeplanung jedenfalls scheint ohne Einberechnung ausreichender Reservemaßnahmen bestenfalls „auf Kante genäht“ zu sein. Eine technische Kernkompetenz, die auch das Wissen aller am Umbau des deutschen Erneuerbare-Energien-Systems zu beteiligenden technischen Akteure umfasst, ist hinter den bisher deklarierten politischen Einzelmaßnahmen nicht erkennbar oder in seiner Gesamtheit zumindest nicht ausreichend transparent kommuniziert.¹⁸⁹ Das Potential für ein technisches wie wirtschaftliches Fiasko ähnlich denen bei den erheblich kleineren Großprojekten „Flughafen BER“ und „Stuttgart 21“ ist bereits jetzt zu erkennen.

¹⁸⁹ Eine Ausnahme in die richtige Richtung stellt vielleicht langfristszenarien.de dar. Allerdings sind wir auf diese Quelle mehr aus Zufall gestoßen, denn aufgrund ihres allgemeinen Bekanntheitsgrades.

6 Anhänge

6.1 Energieeffizienzgesetz

Es gilt folgender Zusammenhang zwischen dem realen Bruttoinlandsprodukt (BIP) (in Preisen des Jahres 1990), der Energieeffizienz (EF) und dem Energieverbrauch (EV) für ein Ausgangsjahr $t = 0$:

$$BIP_0 = \underbrace{\frac{BIP_0}{EV_0}}_{=EF_0} \cdot EV_0 = EF_0 \cdot EV_0.$$

Unter Einsetzen der jeweiligen jahresdurchschnittlichen Wachstumsraten w_{BIP}, w_{EV} "und" w_{EF} ergibt sich im Endjahr $t = T$:

$$\begin{aligned} BIP_T &= (1 + w_{BIP})^T \cdot BIP_0 = EF_T \cdot EV_T = (1 + w_{EF})^T \cdot EF_0 \cdot (1 + w_{EV})^T \cdot EV_0 \\ &= (1 + w_{EF})^T \cdot (1 + w_{EV})^T \cdot \underbrace{EF_0 \cdot EV_0}_{=BIP_0}. \end{aligned}$$

Nach Division durch BIP_0 verbleibt für die Wachstumsfaktoren der drei Größen als Zusammenhang:

$$(1 + w_{BIP})^T = (1 + w_{EV})^T \cdot (1 + w_{EF})^T.$$

Zwischen dem Basisjahr des Energieeffizienzgesetzes, dem Jahr 2008, und dem Jahr 2021 belief sich die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate der Endenergieeffizienz auf $w_{EF} = 1,38\%$.¹⁹⁰ Im Jahr 2021 betrug nach Angaben des Bundesumweltamtes der Endenergieverbrauch 2.407 TWh. Angestrebt wird hier nun bis zum Jahr 2030 eine jährliche Reduktion um:

$$w_{EV} = \left(\frac{1.867}{2.407}\right)^{\frac{1}{9}} - 1 = -2,78\%.$$

Erhöht sich ab 2022 der Anstieg der Energieeffizienz nicht gegenüber dem bisherigen Durchschnittswert, müsste es zur Zieleinhaltung zwangsläufig zu einem Einbruch im BIP kommen:

$$(1 + w_{BIP})^9 = (1 - 0,0278)^9 \cdot (1,0138)^9 = 0,878.$$

Das BIP (in Preisen des Jahres 1990) wäre in diesem Fall durch die Deckelung des Endenergieverbrauchs im Jahr 2030 um 12,2% niedriger als in 2021. Bis zum Jahr 2045 wäre unter den getroffenen Annahmen sogar mit einem BIP-Rückgang von gut 19% zu rechnen: Die angestrebte jährliche Reduktionsrate beim Endenergieverbrauch beträgt:

$$w_{EV} = \left(\frac{1.400}{2.407}\right)^{\frac{1}{24}} - 1 = -2,23\%.$$

Daher gilt:

$$(1 + w_{BIP})^{24} = (1 - 0,0223)^{24} \cdot (1,0138)^{24} = 0,808.$$

Damit hingegen bis zum Jahr 2030 das BIP mit der jahresdurchschnittlichen Wachstumsrate seit der Wiedervereinigung von $w_{BIP} = 1,35\%$ zulegen dürfte, müsste bei der vorgegebenen Energieeinsparung die Energieeffizienz jährlich schon um rund 4,3% ansteigen:

$$(1 + w_{BIP})^9 = (1,0135)^9 = (1 - 0,02789)^9 \cdot (1 + w_{EF})^9 \Rightarrow w_{EF} = \frac{1,0135}{0,9721} - 1 = 4,25\%.$$

Zur Wahrung des BIP aus dem Jahr 2022 wäre bis 2030 ein Anstieg der Effizienzwachstumsrate von immerhin noch knapp 2,9% erforderlich:

$$(1 + w_{BIP})^9 = (1,00)^9 = (1 - 0,02789)^9 \cdot (1 + w_{EF})^9 \Rightarrow w_{EF} = \frac{1,00}{0,9721} - 1 = 2,87\%.$$

Ungeachtet der Tatsache, dass sicherlich noch viele Effizienzpotenziale hierzulande ungenutzt geblieben sind, haben wir erhebliche Zweifel, dass eine ausreichend starke Beschleunigung des vorhandenen Fortschrittstempos bei der Energieeffizienz gelingt, um zur Einhaltung des Verbrauchsziels Wohlfahrtsverluste zu vermeiden. Denn üblicherweise konzentrieren sich die ersten Effizienzgewinne auf leicht zu erschießende Maßnahmen. Anschließend noch weitere Fortschritte zu generieren, dürfte allmählich immer schwerer werden.

¹⁹⁰ Zu den Daten vgl. Umweltbundesamt (2023c), Energieproduktivität, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieproduktivität>, Stand 2/2023.

6.2 Kapitalrentabilität

In marktwirtschaftlich-kapitalistischen Systemen ist die Kapitalrentabilität entscheidend. Diese ergibt sich aus der Arbeitsproduktivität und der Kapitalintensität bzw. aus deren Quotienten, der Kapitalproduktivität, sowie aus der Verknüpfung mit der Verteilung der Wertschöpfung auf Lohn und Mehrwert. Hier gibt es zwei Befunde und damit Wirkungen auf die Kapitalrentabilität, die aus Kapitaleignersicht nicht sinken sollte. Bei konstanter oder gar sinkender Kapitalproduktivität lässt sich die Kapitalrentabilität nur durch eine Senkung der Lohnquote (q_L) erhöhen. Dies verlangt im Verteilungsergebnis nach Reallohnsteigerungen (L_r), die unterhalb der Produktivitätsrate (P_{pro}) liegen müssen.

$$\Delta L_r < \Delta P_{pro} = \frac{BIP_r}{AV=B \times AZ/B} \times q_L$$

BIP_r = reales Bruttoinlandsprodukt, AV = Arbeitsvolumen, AZ = Arbeitszeit, B = Beschäftigte

Das heißt, es kommt zu einer Umverteilung zu Lasten der abhängig Beschäftigten. Steigt dagegen die Kapitalproduktivität, so kann auch insgesamt mehr verteilt werden und Lohn- und Mehrwertquote können zulegen, wobei gleichzeitig auch die Kapitalrentabilität steigt.

In der folgenden Tab. sind dazu die empirischen Befunde für die einzelnen Einflussgrößen auf die gesamtwirtschaftliche Kapitalrentabilität von 1999-2022 dargestellt. Die zeitliche Einschränkung ist erforderlich, weil es erst seit 1999 zuverlässige Bewertungsmethoden beim volkswirtschaftlichen Reinvermögen durch das Statistische Bundesamt und die Deutsche Bundesbank gibt; insbesondere im Hinblick auf Grund und Boden.¹⁹¹ Die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate der Arbeitsproduktivität als wesentliche Einflussgröße auf die Kapitalrentabilität lag von 1999-2022 bei nur 1,3%, während die Kapitalintensität auf eine Wachstumsrate von 4,0% kommt. Das heißt, es musste immer mehr Kapital (Maschinen, Ausrüstungen, Bauten) je eingesetzter Arbeitsstunde aufgebracht werden, um eine zusätzliche Arbeitsproduktivität je Stunde zu realisieren. Dadurch war im Befund die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate der Kapitalproduktivität mit 2,7% negativ. Bis auf die Jahre 2002, 2003, 2006 und 2013 konnte zwischen 1999-2022 in keinem Jahr ein positiver Wert erzielt werden. Hinzu kommt noch ein stark negativer Trend. Von 1999-2010 ging die Kapitalproduktivität im Jahresdurchschnitt um -1,5% zurück und von 2011-2022 um -3,7%. Durch Multiplikation der Kapitalproduktivität je Erwerbstätigenstunde mit der Mehrwertquote lässt sich dann die für den Investitionsprozess entscheidende Kapitalrentabilität ermitteln. Hier wurde im Durchschnitt der Jahre 1999-2022 ein Wert von 9,4% realisiert. Auch hier ist, ähnlich der Kapitalproduktivität, eine stark sinkende Rentabilität von 11,6% (1999) auf 6,6% (2022), also um 5 Prozentpunkte, das Ergebnis. Den höchsten Wert erreichte die Kapitalrentabilität im Jahr 2006 mit einem Wert von 12,2%.

¹⁹¹ Vgl. Schmalwasser, O., Müller, A., Gesamtwirtschaftliche und sektorale nichtfinanzielle Vermögensbilanzen, in: *Wirtschaft und Statistik*, (Hrsg. Statistisches Bundesamt), Heft 2/2009, S. 137-147, Schmalwasser, O., Brede, S., Grund und Boden als Bestandteil der volkswirtschaftlichen Vermögensbilanzen, in: *Wirtschaft und Statistik*, (Hrsg. Statistisches Bundesamt), Heft 6/2015, S. 43-58

Jahr	BIP	BIP-Deflator	BIP (real)	Rein-	Arbeits-	Arbeits-	Arbeits-	Kapital-	Kapital-	Kapital-	Kapital-	Mehrwert-	Lohn-	Kapitalrentabilität
	nominal	2015=100	in Mrd. EUR	vermögen	volumen	produktivität	produktivität	intensität	intensität	produktivität	produktivität	quote	quote	
	in Mrd. EUR	Verkettungs-	in Mrd. EUR	in Mio. Std.	in EUR	in % z.Vorj.	in EUR	in % z.Vorj.	in EUR	in % z.Vorj.	in EUR	in %	in %	in %
		faktor			je EWT-Std.		je EWT-Std.			je EWT-Std.				
1999	2.059,48	82,06	2.509,72	9.067,6	57.317	43,79		158,20		0,2768		42,1	57,9	11,6
2000	2.109,09	84,45	2.497,44	9.243,2	58.595	42,62	-2,7	157,75	-0,3	0,2702	-2,4	41,5	58,5	11,2
2001	2.172,54	85,87	2.530,03	9.521,0	58.121	43,53	2,1	163,81	3,8	0,2657	-1,7	42,2	57,8	11,2
2002	2.198,12	85,70	2.564,90	9.509,4	57.473	44,63	2,5	165,46	1,0	0,2697	1,5	42,4	57,6	11,4
2003	2.211,57	85,10	2.598,79	9.580,1	56.635	45,89	2,8	169,16	2,2	0,2713	0,6	42,6	57,4	11,5
2004	2.262,52	86,10	2.627,78	9.865,9	56.783	46,28	0,9	173,75	2,7	0,2663	-1,8	44,9	55,1	11,9
2005	2.288,31	86,73	2.638,43	10.206,8	56.310	46,86	1,2	181,26	4,3	0,2585	-2,9	45,2	54,8	11,7
2006	2.385,08	90,04	2.648,91	10.156,4	57.539	46,04	-1,7	176,51	-2,6	0,2608	0,9	46,9	53,1	12,2
2007	2.499,55	92,72	2.695,80	10.712,5	58.559	46,04	0,0	182,93	3,6	0,2517	-3,5	47,4	52,6	11,9
2008	2.546,49	93,61	2.720,32	11.399,6	59.106	46,02	0,0	192,87	5,4	0,2386	-5,2	46,1	53,9	11,0
2009	2.445,73	88,28	2.770,42	11.648,0	57.471	48,21	4,7	202,68	5,1	0,2378	-0,3	44,3	55,7	10,5
2010	2.564,40	91,97	2.788,30	11.908,5	58.524	47,64	-1,2	203,48	0,4	0,2341	-1,6	45,3	54,7	10,6
2011	2.693,56	95,58	2.818,12	12.442,2	59.279	47,54	-0,2	209,89	3,2	0,2265	-3,3	45,8	54,2	10,4
2012	2.745,31	95,98	2.860,29	12.980,3	59.162	48,35	1,7	219,40	4,5	0,2204	-2,7	44,5	55,5	9,8
2013	2.811,35	96,40	2.916,34	13.227,9	59.140	49,31	2,0	223,67	1,9	0,2205	0,1	44,3	55,7	9,8
2014	2.927,43	98,53	2.971,11	13.878,5	59.827	49,66	0,7	231,98	3,7	0,2141	-2,9	44,3	55,7	9,5
2015	3.026,18	100,00	3.026,18	14.720,8	60.412	50,09	0,9	243,67	5,0	0,2056	-4,0	44,0	56,0	9,1
2016	3.134,74	102,23	3.066,36	15.492,3	60.933	50,32	0,5	254,25	4,3	0,1979	-3,7	44,0	56,0	8,7
2017	3.267,16	104,97	3.112,47	16.402,1	61.471	50,63	0,6	266,83	4,9	0,1898	-4,1	43,9	56,1	8,3
2018	3.365,45	106,00	3.174,95	17.689,6	61.945	51,25	1,2	285,57	7,0	0,1795	-5,4	43,7	56,3	7,8
2019	3.473,26	107,12	3.242,40	18.961,6	62.127	52,19	1,8	305,21	6,9	0,1710	-4,7	42,9	57,1	7,3
2020	3.405,43	103,16	3.301,11	20.039,3	59.249	55,72	6,8	338,22	10,8	0,1647	-3,7	42,7	57,3	7,0
2021	3.601,75	105,87	3.402,05	22.374,3	60.281	56,44	1,3	371,17	9,7	0,1521	-7,7	44,4	55,6	6,7
2022	3.858,30	107,79	3.579,46	23.974,3	61.232	58,46	3,6	391,53	5,5	0,1493	-1,8	44,4	55,6	6,6
DN	2.752,20	2.877,57	13.541,8	59.062	48,72	1,3	229,28	4,0	0,2125	-2,7	44,2	55,8	9,4	
Reinvermögen 2022 geschätzt														
Quelle: Statistisches Bundesamt, Deutsche Bundesbank (Vermögensbilanzen), eigene Berechnungen														

Tab: Gesamtwirtschaftliche Kapitalrentabilität und ihre Einflussgrößen

Neben der gesamtwirtschaftlichen Rentabilitätsbetrachtung kann auch eine einzelwirtschaftliche Analyse der Kapitalrentabilität vorgenommen werden. Hier ist grundsätzlich eine differenziertere Betrachtung des Untersuchungsgegenstandes möglich. Bezogen auf die Gesamtwirtschaft geht der Kapitalstock (als Reinvermögen) in die Bestimmung der Rendite ein, während bei der einzelwirtschaftlichen Analyse sowohl eine Gesamtkapital-Rentabilität (bezogen auf den Gesamtkapitaleinsatz der Unternehmen) als auch eine Eigenkapital-Rentabilität (bezogen auf den Eigenkapitaleinsatz) ermittelt werden kann. Hier sind bei einer empirischen Untersuchung aber gewisse Restriktionen zu beachten. Die Daten stammen nicht aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR), sondern aus der Unternehmensbilanzstatistik der Deutschen Bundesbank (vgl. zur Methodik der Datenerhebung Deutsche Bundesbank 2023). Die Statistik wird anhand von Jahresabschlüssen (Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnungen) aus Unternehmen, die für Bonitätsprüfungen im Rahmen des Bankengeschäfts bei Geschäftsbanken eingereicht werden, erstellt. Durch die monatlichen Meldeberichte hat die Bundesbank jährlich Zugriff auf etwa 130.000 Jahresabschlüsse. Die meisten Unternehmen werden jedoch nicht jährlich einer Bonitätsprüfung unterzogen, weswegen sich die Zusammensetzung des Berichtskreises und damit auch die Zahl der erfassten Unternehmen von Jahr zu Jahr ändert. Um Vorjahresvergleiche bzw. Vergleiche über längere Zeiträume zu ermöglichen, werden die Daten aufbereitet und hochgerechnet. Dazu werden je nach Datenlage zwei Methoden kombiniert eingesetzt: die sogenannte gebundene Hochrechnung und die Bildung vergleichbarer Kreise. Im Vergleich zu 3,4 Millionen existierenden Unternehmen in Deutschland wird dabei deutlich, dass die oben genannte Datengrundlage für die Unternehmensbilanzstatistik nicht den gesamten Unternehmensbereich umfasst. Betrachtet wird nur der nichtfinanzielle (produzierende und dienstleistende) Unternehmenssektor, wobei jedoch auch Bereiche innerhalb dieses Sektors aufgrund der Datenlage ausgenommen sind, z.B. Unternehmen der Land- und Immobilienwirtschaft. Auch werden internationale Konzerne nicht berücksichtigt, sondern nur deutsche Konzerne. Die hochgerechnete Statistik deckt am Ende zahlenmäßig 70% des nichtfinanziellen Unternehmenssektors ab, auf den Umsatz bezogen jedoch mehr als 93%.

Die unternehmensbezogene Jahresabschlussstatistik der Deutschen Bundesbank ermöglicht neben der Ermittlung der Kapitalrentabilitäten auch die Errechnung der Eigenkapitalquote sowie die Bestimmung diverser anderer auf das Fremdkapital bezogener Quoten, wie die Bankkreditquote, die Quote aus Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und u.a. die Rückstellungsquote. Auch können die Netto-Investitionen zur Bestimmung der Innenfinanzierungsquote abgeleitet werden. Was die Bundesbankstatistik aber leider nicht möglich macht, ist die Bestimmung der Arbeitsproduktivität und der Kapitalintensität, weil hier keine Angaben zu den Beschäftigtenzahlen und zum Arbeitsvolumen gemacht werden. Dieser Mangel ist bedauerlich und sollte von der Bundesbank schnellstens behoben werden.

Kommen wir zu den empirischen Befunden, die im Einzelnen ausführlich in der folgenden Tab. dargestellt sind. Wir konzentrierten uns hier auf die berechneten wesentlichen Ergebnisse. Bei einem jahresdurchschnittlichen Bruttoproduktionswert (BPW) von 1999-2021 in Höhe von 5.456,8 Mrd. Euro verblieben an Wertschöpfung vor Abschreibungen 1.305,8 Mrd. Euro, was einer Wertschöpfungsquote von 24,1% entsprach. Die Wertschöpfungsquote nach Abschreibungen kam hier auf einen Wert von 20,8%. Während des Zeitraums schwankten die Wertschöpfungsquoten vor Abschreibungen zwischen 26,9% (1999) und 21,8% (2011) relativ stark. Nicht ganz so hoch fielen die Ergebnisse bei den Wertschöpfungsquoten nach Abschreibungen mit 22,9% (1999) und 19,1% (2011) aus.

In der Verteilungsrechnung lag die jahresdurchschnittliche Lohnquote vor Abschreibungen von 1999-2021 bei 67,3% und die Mehrwertquote entsprechend bei 33,7%. Von 1999 (68,6%) ging die Lohnquote in 2021 (65,6%), um 3,0 Prozentpunkte zurück. Den niedrigsten Wert erreichte die Lohnquote mit 63,5% im Jahr 2007 und den höchsten Wert mit 69,0% in 2009. Die Lohnquote nach Abschreibungen kam dagegen im Jahresdurchschnitt auf 77,7% und die Mehrwertquote auf 22,3%. Die Ergebnisrechnung zeigt von 1999-2021 einen durchschnittlichen Jahresüberschuss vor Ertragsteuern in Höhe von 214,5 Mrd. Euro. Nach Ertragssteuerzahlungen von 49,0 Mrd. Euro lag der durchschnittliche Jahresüberschuss nach Ertragsteuern bei 165,6 Mrd. EUR. Die durchschnittliche Steuerquote kam demnach auf einen Wert von 23,5%.

in Mrd. €	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Mittelwert 1991-2021
Umsatzerlöse	3.502,9	3.746,3	3.850,2	3.809,2	3.851,4	4.012,5	4.294,5	4.600,0	4.794,2	5.080,2	4.654,4	5.094,9	5.576,1	5.721,0	5.728,6	5.809,8	5.892,3	5.993,2	6.257,5	6.556,3	6.735,7	6.483,3	7.261,4	5.182,0
Bestandsveränderungen (inkl. aktivierte Eigenleistung)	19,1	21,7	17,3	11,2	13,5	13,1	14,7	6,5	47,7	34,1	7,4	30,8	40,1	28,7	28,8	23,4	28,9	30,5	43,6	50,6	42,9	7,9	91,1	28,4
Gesamtleistung	3.522,0	3.768,0	3.867,5	3.820,4	3.864,9	4.025,6	4.294,2	4.606,5	4.831,9	5.114,3	4.661,8	5.125,7	5.616,2	5.749,7	5.757,4	5.833,2	5.921,2	5.963,7	6.301,1	6.606,9	6.778,6	6.491,2	7.352,5	5.210,4
Betriebliche und sonstige Erträge	195,2	201,9	214,6	229,8	207,9	200,8	209,2	226,8	262,7	271,6	253,0	261,0	264,2	271,1	268,7	269,5	307,9	229,9	241,0	237,8	259,6	282,0	309,2	245,4
Bruttoproduktionswert (BPW)	3.717,2	3.969,9	4.082,1	4.050,2	4.072,8	4.226,4	4.483,4	4.833,3	5.104,6	5.385,9	4.914,8	5.386,7	5.880,4	6.020,8	6.026,1	6.102,7	6.221,1	6.193,6	6.542,1	6.844,7	7.029,2	6.773,2	7.661,7	5.456,8
Materialaufwand	2.125,1	2.318,9	2.394,1	2.334,0	2.362,9	2.490,6	2.677,0	2.954,5	3.121,2	3.349,1	3.004,9	3.342,1	3.740,2	3.824,9	3.811,0	3.809,2	3.821,8	3.823,9	4.058,0	4.290,1	4.381,2	4.182,7	4.862,7	3.332,2
Materialintensität (in %)	57,2	58,4	58,6	57,6	58,0	58,9	60,0	61,1	61,1	62,2	61,1	62,0	63,6	63,7	63,2	62,4	61,5	61,7	62,0	62,7	62,3	61,8	63,5	61,4
Rohertrag	1.592,1	1.651,0	1.688,0	1.716,2	1.709,9	1.735,8	1.781,4	1.878,8	1.983,4	2.036,8	1.909,9	2.044,6	2.140,2	2.185,9	2.215,1	2.293,5	2.397,3	2.369,7	2.484,1	2.554,6	2.648,0	2.590,5	2.798,0	2.104,6
Rohertragsquote (in %)	42,8	41,6	41,4	42,4	42,0	41,1	40,0	38,9	38,9	37,8	38,9	38,0	36,4	36,3	36,8	37,6	38,5	38,3	38,0	37,3	37,7	38,2	36,5	36,6
Sonstige betriebliche Aufwendungen (inkl. Betriebssteuern)	991,1	624,8	648,2	663,5	667,5	678,4	694,5	735,2	760,5	824,7	783,5	824,2	857,2	864,8	863,9	885,7	943,6	856,6	872,5	902,3	945,1	928,6	954,9	798,8
Wertschöpfung	1.001,0	1.026,2	1.039,8	1.052,7	1.042,4	1.057,4	1.086,9	1.143,6	1.222,9	1.212,1	1.126,4	1.230,4	1.283,0	1.321,1	1.351,2	1.407,8	1.453,7	1.513,1	1.611,6	1.652,3	1.702,9	1.661,9	1.843,1	1.305,8
Wertschöpfungsquote vor Abschreibungen (in %)	26,9	25,8	25,5	26,0	25,6	25,0	24,4	23,7	24,0	22,5	22,9	22,7	21,8	21,9	22,4	23,1	23,3	24,4	24,6	24,1	24,2	24,5	24,1	24,1
Lohnquote (in %)	68,6	68,2	68,4	68,3	68,8	67,7	66,9	65,8	63,5	65,7	69,0	65,8	65,9	66,6	67,6	67,5	68,3	67,2	66,3	68,2	68,8	69,2	66,6	67,3
Mehrwert	314,8	326,7	328,7	333,5	325,4	341,4	359,7	391,0	446,9	415,9	349,5	417,5	437,5	440,6	438,0	457,4	461,0	495,8	542,5	525,8	531,4	511,6	633,2	427,2
Mehrwertsquote (in %)	31,4	31,8	31,6	31,7	31,2	32,3	33,1	34,2	36,5	34,3	31,0	32,4	34,1	33,4	32,4	32,5	31,7	32,8	33,7	31,8	31,2	30,8	34,4	32,7
Abschreibungen	149,7	165,0	161,2	164,9	161,9	149,9	145,1	152,7	158,9	170,2	161,8	154,5	160,3	162,1	167,3	172,0	179,9	186,3	187,3	191,2	204,9	213,4	215,8	171,1
darunter auf Sachanlagen	137,7	144,1	143,1	143,5	146,3	135,8	133,1	138,0	144,8	146,5	145,1	141,9	144,3	147,6	153,4	159,3	162,0	169,8	170,5	176,6	185,4	192,3	194,3	154,6
Wertschöpfung - Abschreibungen	851,3	861,2	878,6	887,8	880,5	907,5	941,8	990,9	1.064,0	1.041,9	964,6	1.065,9	1.122,7	1.159,0	1.183,9	1.235,8	1.273,8	1.326,8	1.424,3	1.461,1	1.498,0	1.448,5	1.627,3	1.134,7
Wertschöpfungsquote nach Abschreibungen (in %)	22,9	21,7	21,5	21,9	21,6	21,5	21,1	20,5	20,8	19,3	19,6	19,8	19,1	19,2	19,6	20,3	20,4	21,4	21,8	21,3	21,3	21,4	21,2	20,8
Personalaufwand	686,2	699,5	711,1	719,2	717,0	716,0	727,2	752,6	776,0	796,2	776,9	802,9	845,5	880,5	913,2	950,4	992,7	1.017,3	1.069,1	1.126,5	1.171,5	1.150,3	1.209,9	876,6
Personalintensität (in %)	18,5	17,6	17,4	17,8	17,6	16,9	16,3	15,6	15,2	14,8	15,8	14,9	14,4	14,6	15,2	15,6	15,9	16,4	16,3	16,5	16,7	17,0	15,8	16,2
Mehrwert	165,1	161,7	167,5	168,6	163,5	191,5	214,6	238,3	288,0	245,7	187,7	263,0	277,2	278,5	270,7	285,4	281,1	309,5	355,2	334,6	326,5	298,2	417,4	256,1
Lohnquote (in %)	80,6	81,2	80,9	81,0	81,4	78,9	77,6	76,0	72,9	76,4	80,5	75,3	75,3	76,0	77,1	76,9	77,9	76,7	75,1	77,1	78,6	73,4	74,4	77,7
Lohnquote (in %)	19,4	18,8	19,1	19,0	18,6	21,1	22,8	24,0	27,1	23,6	19,5	24,7	24,7	24,0	22,9	23,1	22,1	23,3	24,9	22,9	21,8	20,6	25,6	22,3
Zinsentträge	19,7	24,3	27,0	25,1	22,3	20,4	21,0	20,5	20,0	33,8	23,1	21,4	22,9	22,4	17,5	17,5	19,7	17,5	20,0	17,4	19,2	17,6	18,2	22,1
Zinsaufwendungen	50,7	57,3	63,0	61,8	56,2	52,8	51,6	55,4	62,2	67,6	57,0	65,4	69,3	66,3	67,0	68,4	83,5	59,3	64,2	80,3	68,5	70,6	64,8	63,6
Finanzergebnis	-10,1	-38,0	-36,0	-36,7	-33,9	-32,4	-30,6	-29,9	-29,2	-33,8	-33,9	-44,0	-46,4	-43,9	-49,5	-50,9	-48,8	-40,1	-44,2	-49,3	-49,3	-48,0	-46,6	-41,5
Steuergebnis vor Steuern	134,1	128,7	131,5	131,9	129,6	159,1	184,0	208,4	258,8	211,9	153,8	219,0	230,8	234,6	221,2	234,5	217,3	269,4	311,0	271,7	277,2	245,2	370,8	214,5
Steuern vom Einkommen und Ertrag	41,5	38,5	37,0	32,8	35,1	40,5	44,1	45,8	52,8	46,8	37,4	45,6	50,7	48,0	47,8	53,3	51,7	61,7	59,3	60,1	58,8	79,7	48,0	
Steuerquote (in %)	30,9	29,9	28,1	24,9	27,1	25,5	24,0	22,0	20,4	22,1	24,3	20,8	22,0	20,5	21,6	22,7	23,8	21,2	19,8	21,8	21,7	20,0	21,5	23,5
Jahresergebnis nach Steuern	92,6	90,2	94,5	99,1	94,5	118,6	139,9	162,6	206,0	165,1	116,4	173,4	180,1	186,6	173,4	181,2	165,6	209,3	212,4	249,3	212,4	217,1	186,4	291,1
Cash-Flow (Jahresergebnis nach Steuern + Abschreibungen)	242,3	255,2	255,7	264,0	256,4	268,5	285,0	315,3	364,9	335,3	278,2	327,9	340,4	348,7	340,7	353,2	345,5	398,5	436,6	403,6	422,0	399,8	596,9	336,7
Kapitalumschlag bezogen auf das Eigenkapital	6,53770	6,63396	6,39462	6,83696	6,68800	5,56673	5,52807	5,64440	5,33400	5,59925	4,95207	4,86015	5,07610	4,91091	4,74261	4,56791	4,43369	4,18243	4,11991	4,14719	4,11466	3,82812	3,95213	5,07057
Kapitalumschlag bezogen auf das Gesamtkapital	1,41594	1,42355	1,43088	1,37910	1,38058	1,42722	1,45321	1,48062	1,44126	1,47440	1,35621	1,39468	1,46975	1,46396	1,44646	1,38725	1,33761	1,29151	1,28750	1,28173	1,27449	1,18325	1,22240	1,37756
Umsatzrendite vor Steuern (in %)	3,8	3,4	3,4	3,5	3,4	4,0	4,3	4,5	5,4	4,2	3,3	4,3	4,1	4,1	3,9	4,0	3,7	4,5	5,0	4,1	4,1	3,8	5,1	4,1
Umsatzrendite nach Steuern (in %)	2,6	2,4	2,5	2,6	2,5	3,0	3,3	3,5	4,3	3,2	2,5	3,4	3,2	3,3	3,0	3,1	2,8	3,6	4,0	3,2	3,2	2,9	4,0	3,1
Eigenkapital	535,8	566,5	602,1	652,6	677,1	720,8	746,0	815,4	898,8	907,3	939,7	1.048,3	1.098,5	1.165,1	1.207,9	1.271,9	1.329,0	1.418,6	1.521,8	1.580,9	1.637,0	1.693,6	1.835,9	1.082,2
Fremdkapital	1.938,1	2.046,8	2.088,7	2.109,5	2.112,6	2.090,6	2.167,7	2.291,4	2.427,6	2.538,3	2.494,5	2.604,8	2.695,4	2.745,2	2.836,4	2.916,1	3.076,1	3.175,4	3.338,4	3.534,3	3.648,0	3.716,4	4.104,4	2.727,7
Darunter																								
Bankkredite	504,7	484,1	486,4	456,5	431,4	408,1	400,6	417,4	441,6	467,9	459,2	448,0	456,1	452,8	463,4	469,7	475,2	505,4	520,3	545,3	583,4	599,0	592,3	481,2
Verbindlichkeiten aus LuL	248,6	267,6	253,3	243,1	235,5	240,8	252,2	277,9	292,2	280,7	258,3	290,2	305,5	312,2	303,1	304,4	303,0	320,9	343,2	364,8	362,6	345,7	414,2	296,5
Steuertellungen	475,7	475,7	486,2	498,7	506,5	518,9	581,5	600,6	600,6	595,4	586,6	603,4	593,4	609,4	637,8	689,9	715,0	717,6	742,9	775,2	821,4	901,5	618,4	
Gesamtkapital	2.473,9	2.613,3	2.690,8	2.762,1	2.789,7	2.811,4	2.913,7	3.106,8	3.264,6	3.445,6	3.434,2	3.653,1	3.793,9	3.910,3	4.044,3	4.188,0	4.405,1	4.594,0	4.					

Interessant ist zum Schluss unserer Untersuchungen noch ein Blick auf das Unternehmenswachstum und wie es finanziert wurde. Echtes Wachstum liegt dabei in den Unternehmen nur dann vor, wenn über die Abschreibung hinaus dauerhaft netto investiert wird. Das Nettoinvestitionsvolumen sollte dabei mindestens so groß sein wie das Abschreibungsvolumen. Die Wachstumsquote gibt darüber Auskunft:

$$\text{Wachstumsquote} = \frac{\text{Nettoinvestitionen in Sachanlagen}}{\text{Abschreibungen auf Sachanlagen}}$$

„Bei einer dauerhaft beobachtbaren Wachstumsquote von < 1 findet Substanzverzehr statt, d. h. es ist zu vermuten, dass die Unternehmenspolitik auf Abschöpfung und nicht auf Wachstum gerichtet ist.“¹⁹² Der Grund kann aber auch sein, dass das Unternehmen bereits so tief in der Krise steckt, dass eine hinreichende Wachstumsquote nicht mehr finanziert werden kann. Bei isolierter Betrachtung liegt hier im Untersuchungszeitraum von 1999-2021 mit einer jahresdurchschnittlichen Wachstumsquote von nur 0,17 im nichtfinanziellen Unternehmenssektor in Deutschland ein bedenklicher (negativer) Befund vor. Die Investitionspolitik wird jedoch nicht nur auf Basis der Wachstumsquote gemessen, sondern auch anhand der Innenfinanzierungsquote.¹⁹³

$$\text{Innenfinanzierungsquote} = \frac{\text{versteuertes Jahresergebnis} + \text{Abschreibungen}}{\frac{\text{vereinfachter Cash-Flow}}{\text{Bruttoinvestitionen}}} \times 100$$

Hier zeigt der empirische Befund von 1999-2022 einen hohen Durchschnittswert Wert von 186,0%. Trotz hoher Innenfinanzierungskraft wurde demnach nur wenig investiert.

6.3 Differenzierte Verteilungsergebnisse

Lohnquote I und kalkulatorischer Unternehmerlohn

Die erste Berichtigung der amtlichen Lohnquote erfolgt durch eine Berücksichtigung des kalkulatorischen Unternehmerlohns zur Lohnquote I. Dazu wird die Zahl der Selbstständigen und mithelfenden Familienangehörigen mit dem Durchschnittseinkommen eines abhängig Beschäftigten multipliziert. Für 2022 ergibt sich so insgesamt ein kalkulatorischer Unternehmerlohn von 190,2 Mrd. Euro, errechnet aus 3.904.000 Selbstständigen und einem durchschnittlichen Jahres-Arbeitnehmerentgelt in Höhe von 48.732 Euro. Der Unternehmerlohn hebt im Vergleich zur amtlichen Quote das Niveau der Lohnquote I beträchtlich um 6,9 Prozentpunkte an. Im Jahr 1991 von 71,0 auf 78,1%. Bis 2022 stieg dabei die Lohnquote I leicht um 0,3 Prozentpunkte auf 77,8%. Wie bei der amtlichen Lohnquote erreichte auch die Lohnquote I im Jahr 2007 mit 72,6% ihren Tiefstand. Der Unterschied der beiden Quoten beträgt dabei aber satte 8,1 Prozentpunkte (64,5 zu 72,6%).

Lohnquote II und Beschäftigungsstrukturquote

Die Lohnquote II berücksichtigt auf Basis der Lohnquote I die Beschäftigtenstrukturquote. Von 1991 (78,1%) bis 2022 (77,4%) ging dabei die Lohnquote II um 0,7 Prozentpunkte zurück. Im Jahr 2007 lag der Tiefstwert bei 74,4%. Der Höchstwert wurde hier krisenbedingt 2009 mit 80,0% erzielt. Die Beschäftigtenzahl ist aber, wie schon aufgezeigt, von 2007-2022 um absolut 5,8 Millionen bzw. um 16,2% gestiegen. Dies hat die Beschäftigtenstrukturquote um 2,5 Prozentpunkte erhöht, wodurch die Lohnquote II von 2007-2022 um 3,0 Prozentpunkte zugelegt hat. Zuvor ist sie dagegen um ebenfalls 3,0 Prozentpunkte rückläufig gewesen.

Lohnquote III und Abschreibungen

Erst mit der Lohnquote III wird aber eine zufriedenstellende funktionale Einkommensverteilungsquote gezeigt. Sie berücksichtigt die Anpassungen der Lohnquoten I und II und darüber hinaus die aufgezeigte Abschreibungsproblematik bzw. die nicht im Volkseinkommen vorab schon vollzogene Verteilung auf das Kapitaleinkommen, dem Mehrwert. Empirisch liegt die Lohnquote III vom Niveau wesentlich unter den Lohnquoten I und II. Im Jahr 2022 zeigen sich hier im Vergleich die folgenden Werte. Lohnquote I: 77,8%, Lohnquote II: 77,4% und Lohnquote III: 60,5%.

Von 1991 (66,2%) bis 2022 (60,5%) ging die Lohnquote III um 5,7 Prozentpunkte zurück. 2022 erreichte sie mit 60,5% ihren Tiefstwert und 2000 mit 65,7% ihren Höchstwert. In Conclusio ist es also von 1991-2022 zu einer funktionalen Umverteilung in der entscheidenden Lohnquote III von den Brutto-Arbeitnehmereinkommen zu den Brutto-Unternehmens- und Vermögenseinkommen, bzw. dem Kapitaleinkommen oder Mehrwerteinkünften gekommen.

¹⁹² Coenenberg, A. G., Haller, A., Schultze, W., *Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse*, 24. Aufl., Stuttgart 2016, S. 1074

¹⁹³ Vgl. dazu ausführlich die *Portfolioanalyse von Investitionspolitik und Innenfinanzierungskraft* bei Coenenberg, Haller, Schultze, a.a.O., S. 1218ff.

Funktionale Einkommensverteilung																	
	Volkseinkommen Wertschöpfung in Mrd. EUR	Arbeitnehmer- entgelt in Mrd. EUR	Mehrwert in Mrd. EUR	Abschrei- bungen in Mrd. EUR	Kalkulatorischer Unternehmerlohn in Mrd. EUR	Abhängig Beschäftigte in 1.000	Selb- ständige in 1.000	Erwerbs- tätige in 1.000	Arbeitnehmer- entgelt im Jahr in EUR	Amtliche Lohnquote in v.H.	Amtliche Mehrwertquote in v.H.	Berichtigte Lohnquote I in v.H.	Berichtigte Lohnquote II in v.H.	Berichtigte Lohnquote III in v.H.	Verteilungs- position* in Mrd. EUR	Verteilungs- position** in Mrd. EUR	
1991	1.192,6	847,0	345,6	214,4	84,7	35.144	3.520	38.664	24.072	71,0	29,0	78,1	78,1	66,2	28,1	31,7	
1992	1.269,8	917,2	352,6	234,5	95,0	34.489	3.577	38.066	26.568	72,2	27,8	79,7	79,7	67,3	13,9	18,4	
1993	1.287,7	948,8	338,9	250,1	100,2	33.916	3.625	37.541	27.648	73,7	26,3	81,5	81,5	68,2	0,0	0,0	
1994	1.341,0	961,9	379,1	260,8	106,0	33.763	3.725	37.488	28.464	71,7	28,3	79,6	79,6	66,7	24,8	26,2	
1995	1.426,2	1.010,7	415,5	309,6	112,6	34.088	3.797	37.885	29.652	70,9	29,1	78,8	78,8	64,7	60,8	40,1	
1996	1.445,2	1.019,8	425,4	317,0	115,5	34.036	3.854	37.890	29.964	70,6	29,4	78,6	78,6	64,4	66,8	45,0	
1997	1.467,7	1.024,2	443,5	324,8	118,0	33.950	3.911	37.861	30.168	69,8	30,2	77,8	77,8	63,7	80,6	57,2	
1998	1.496,6	1.045,8	450,8	332,5	120,6	34.355	3.960	38.315	30.444	69,9	30,1	77,9	77,9	63,8	81,4	56,9	
1999	1.516,1	1.075,9	440,2	340,7	122,7	34.942	3.985	38.927	30.792	71,0	29,0	79,1	79,1	64,6	68,0	41,2	
2000	1.554,9	1.117,4	437,5	354,4	124,7	35.797	3.995	39.792	31.212	71,9	28,1	79,9	80,7	65,7	60,4	28,3	
2001	1.596,8	1.134,3	462,5	366,3	127,5	35.655	4.012	39.667	31.788	71,0	29,0	79,0	79,7	64,8	77,3	42,3	
2002	1.606,7	1.141,9	464,8	374,6	130,7	35.438	4.060	39.498	32.184	71,1	28,9	79,2	79,8	64,7	79,0	41,9	
2003	1.612,7	1.143,6	469,1	378,7	134,7	34.953	4.122	39.075	32.676	70,9	29,1	79,3	79,8	64,6	80,2	44,7	
2004	1.692,5	1.146,1	546,4	385,9	139,4	34.960	4.258	39.218	32.736	67,7	32,3	76,0	76,7	62,4	132,3	101,0	
2005	1.701,8	1.148,9	552,9	393,1	144,9	34.824	4.410	39.234	32.856	67,5	32,5	76,0	77,9	63,2	135,3	105,0	
2006	1.801,3	1.169,9	631,4	402,9	149,5	35.063	4.483	39.566	33.348	64,9	35,1	73,2	75,1	61,4	184,2	157,4	
2007	1.867,2	1.204,4	662,7	423,3	151,8	35.737	4.527	40.264	33.540	64,5	35,5	72,6	74,4	60,6	206,2	171,3	
2008	1.879,5	1.251,2	628,3	440,9	153,9	36.317	4.503	40.820	34.188	66,6	33,4	74,8	76,4	61,9	177,7	133,6	
2009	1.805,3	1.258,0	547,3	451,9	155,4	36.367	4.492	40.859	34.596	69,7	30,3	78,3	80,0	63,9	126,4	72,2	
2010	1.905,1	1.295,4	609,7	462,0	158,9	36.495	4.487	40.982	35.412	68,0	32,0	76,3	77,9	62,7	160,4	108,3	
2011	2.016,1	1.352,2	663,9	478,1	166,4	36.973	4.563	41.536	36.468	67,1	32,9	75,3	76,7	62,0	182,8	133,3	
2012	2.039,8	1.405,9	633,9	495,3	170,7	37.440	4.560	42.000	37.428	68,9	31,1	77,3	78,3	63,0	152,8	97,0	
2013	2.096,8	1.446,6	640,2	509,8	170,1	37.790	4.458	42.248	38.148	69,3	30,7	77,5	78,0	62,7	154,6	91,0	
2014	2.173,3	1.503,9	669,4	524,9	172,8	38.192	4.402	42.594	39.252	69,2	30,8	77,2	77,4	62,4	163,9	97,4	
2015	2.252,8	1.564,8	687,9	542,8	175,8	38.632	4.405	43.037	39.900	69,5	30,5	77,3	78,2	63,0	166,4	95,1	
2016	2.345,5	1.625,1	720,5	558,7	179,9	39.218	4.341	43.559	41.436	69,3	30,7	77,0	77,7	62,7	176,2	103,2	
2017	2.444,2	1.696,3	747,9	581,4	181,9	39.858	4.273	44.131	42.564	69,4	30,6	76,8	77,3	62,5	185,8	104,6	
2018	2.539,2	1.774,0	765,1	609,9	185,1	40.502	4.225	44.727	43.800	69,9	30,1	77,2	77,4	62,4	189,1	96,9	
2019	2.608,2	1.856,2	752,1	640,4	188,4	40.973	4.160	45.133	45.300	71,2	28,8	78,4	78,5	63,0	171,5	65,6	
2020	2.571,6	1.853,9	717,7	661,7	184,5	40.765	4.056	44.821	45.480	72,1	27,9	79,3	79,2	63,0	167,2	40,9	
2021	2.743,4	1.916,0	825,4	704,9	185,6	40.908	3.958	44.866	46.884	69,9	30,1	76,7	76,4	60,8	248,7	103,4	
2022	2.843,5	2.023,4	820,2	793,4	190,2	41.525	3.904	45.429	48.732	71,2	28,8	77,8	77,4	60,5	267,3	71,8	
															Summen	4.070,0	2.422,8

Quelle: Statistisches Bundesamt, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, diverse Jahrgänge, eigene Berechnungen

Lohnquote I = Amtliche Lohnquote plus kalkulatorischer Unternehmerlohn, Lohnquote II = Lohnquote I plus bereinigte Beschäftigtenquote, Lohnquote III = Lohnquote II plus Abschreibungen

* Auf Basis der Lohnquote III von 1993, ** Auf Basis der amtlichen Lohnquote von 1993

Tab.: Funktionale Einkommensverteilung

6.4 Wertschöpfungsbasierte Rechnung

Ausgangsbasis der wertschöpfungsbasierten Rechnung sind die Umsatzerlöse der einbezogenen Branchen und Unternehmen (hier sind die Auslandsumsatzanteile darzulegen) und die Umsätze sind in Preise und Mengen zur Bestimmung von Nachfrageelastizitäten zu separieren. Danach werden die Umsätze um die Bestandsveränderungen (inkl. aktivierter Eigenleistungen) erweitert, so dass daraus die Gesamtleistung ermittelt werden kann. Addiert man dazu die betrieblichen und sonstigen Erträge, so ergibt sich der Bruttoproduktionswert (BPW). Hierin enthalten sind alle Vorleistungen, die von den Unternehmen an den Beschaffungsmärkten eingekauft worden sind und deshalb zur Ergebnisermittlung in Abzug gebracht werden müssen. Die größte Vorleistung stellt dabei der Materialaufwand dar. Subtrahiert man diesen vom BPW, er erhält man den Rohertrag als erste Ergebnisgröße. Hieraus lassen sich dann zwei erste wichtige betriebliche Kennziffern ableiten. Die Materialintensität und die Rohertragsquote, wobei sich beide Kennziffern immer zu eins ergänzen.

$$\text{Materialintensität} = \frac{\text{Materialaufwand}}{\text{BPW}} \times 100$$

$$\text{Rohertragsquote} = \frac{\text{Rohertrag}}{\text{BPW}} \times 100$$

Vom Rohertrag müssen dann weitere Vorleistungen abgezogen werden. Dazu zählen die sonstigen betrieblichen Aufwendungen (inkl. Betriebssteuern), um so die verteilbare Wertschöpfung der Unternehmen zu erhalten. In Relation zum BPW ergibt sich die Wertschöpfungsquote. Wertschöpfung und Wertschöpfungsquote sind dabei vor Abschreibungen auszuweisen. Auf Basis der um Abschreibungen bereinigten Wertschöpfung zeigt sich dann das einzig richtige Verteilungsvolumen auf Arbeit und Kapital in Form der Lohn- und Mehrwertquote. Dazu wird bei der Lohnquote der Personalaufwand, das Arbeitseinkommen, durch die jeweilige Wertschöpfung vor bzw. nach Abschreibungen dividiert.

$$\text{Lohnquote} = \frac{\text{Personalaufwand}}{\text{Wertschöpfung vor Abschreibung}} \times 100$$

Damit ergeben sich dann nach Abzug des Personalaufwandes von den Wertschöpfungen die jeweiligen Mehrwertquoten.

$$\text{Mehrwertquote} = \frac{\text{Mehrwert vor Abschreibung}}{\text{Wertschöpfung vor Abschreibung}} \times 100$$

Umsatzerlöse

+/-	Bestandsveränderungen
+	aktivierte Eigenleistungen
=	Gesamtleistung
+	sonstige betriebliche Erträge
=	Bruttoproduktionswert (BPW)
-	Materialaufwand
➤	(Materialintensität in%)
=	Rohertrag
	(Rohertragsquote in%)
-	sonstige betriebliche Aufwendungen
=	Wertschöpfung vor Abschreibungen
	(Wertschöpfungsquote vor Abschreibungen in%)
-	Personalaufwand = Arbeitseinkommen
➤	(Lohnquote in%); (Personalintensität in%)
=	Mehrwert vor Abschreibungen
	(Mehrwertquote in%)
-	Abschreibungen
=	Mehrwert nach Abschreibungen
	(Lohnquote nach Abschreibungen; Mehrwertquote nach Abschreibungen)
-	Finanzergebnis
=	Jahresergebnis vor Ertragsteuern
-	Ertragsteuern
=	Jahresergebnis nach Ertragssteuern

Hier fällt dann im Befund die Lohnquote wesentlich geringer und die Mehrwertquote entsprechend höher aus, als bei einer um die Abschreibungen nicht rektifizierten Wertschöpfungsrechnung. Bei der Lohnquote kommt es dabei außerdem regelmäßig zu einer Verwechslung mit der Kennziffer Personalintensität. Diese enthält im Gegensatz zur Lohnquote noch sämtliche vom Unternehmen nicht geleisteten, sondern eingekauften, Vorleistungen, weshalb die Personalintensität, die in Relation zum BPW gesetzt wird, auch wesentlich geringer als die Lohnquote ausfällt.

$$\text{Personalintensität} = \frac{\text{Personalaufwand} = \text{Arbeitseinkommen}}{\text{BPW}} \times 100$$

Um im Gegensatz zur wertschöpfungs-basierten Verteilungsrechnung die differenzierten einzelwirtschaftlichen Kapitalrentabilitäten zu ermitteln, werden dann die Abschreibungen vom bisher ermittelten Mehrwert vor Abschreibungen in Abzug gebracht. Zusätzlich ist das Finanzergebnis (Zinserträge minus Zinsaufwendungen) mit dem Mehrwert zu verrechnen, um so das gesamte Jahresergebnis vor Ertragsteuern zu erhalten. Zieht man davon die Ertragsteuern ab, ergibt sich das Jahresergebnis nach Steuern. Auf dieser Basis lassen sich dann die Eigenkapital-Rentabilität und die Gesamtkapital-Rentabilität jeweils vor und nach Ertragsteuern errechnen.

$$\text{Eigenkapital – Rentabilität} = \frac{\overbrace{\text{Jahresergebnis}}^{\text{vor und nach Ertragsteuern}}}{\text{Eigenkapital}} \times 100$$

$$\text{Gesamtkapital – Rentabilität} = \frac{\overbrace{\text{Jahresergebnis}}^{\text{vor und nach Ertragsteuern}} + \text{Zinsaufwand}}{\text{Gesamtkapital}} \times 100$$

Neben den Kapitalrentabilitäten können hier auch die Umsatzrenditen vor und nach Steuern bestimmt werden. Dabei gibt es den folgenden Zusammenhang von Kapitalrentabilität und Umsatzrendite über den Kapitalumschlag, der sich aus der Relation von Umsatz und Kapitaleinsatz ergibt.

$$\text{Kapitalrentabilität} = \frac{\overbrace{\text{Jahresergebnis}}^{\text{vor und nach Ertragsteuern}}}{\text{Umsatz}} * \frac{\text{Umsatz}}{\underbrace{\text{Kapitaleinsatz}}_{\text{Eigen- und Gesamtkapital}}}$$

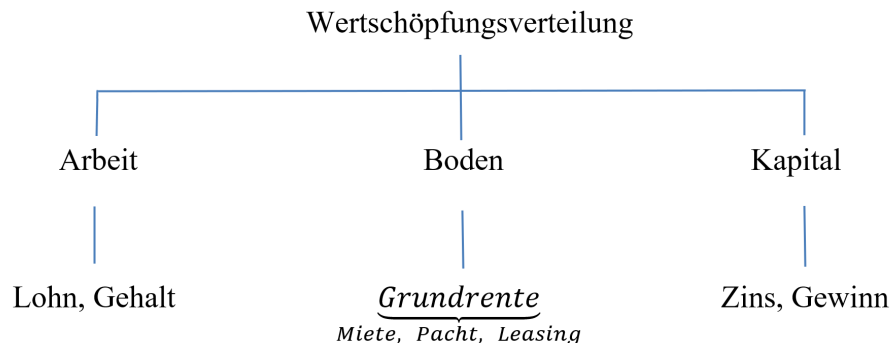
Abschließend wird noch der Cash-Flow aus dem Jahresergebnis nach Ertragsteuern plus Abschreibungen ermittelt. Der Cash-Flow zeigt dabei die Innenfinanzierungsquote für die Nettoinvestitionen an.

6.5 Verteilung richtig rechnen

In der offiziellen Verteilungsrechnung sind einige Berichtigungen vorzunehmen. Die amtliche Lohnquote zeigt hier ein falsches Verteilungsverhältnis. Zunächst einmal findet in der funktionalen Verteilungsrechnung der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung keine exakte Zuordnung auf die beiden natürlichen Produktionsfaktoren Arbeit, Boden und dem derivativen Faktor Kapital statt. Auch Querverteilungen zwischen den Produktionsfaktoren finden keine Berücksichtigung. So können abhängig Beschäftigte nicht nur ein Arbeitseinkommen (Lohn, Gehalt) beziehen, sondern auch über Zins-, Grundrenten und Gewinneinkünfte verfügen. Problematisch ist hier ebenfalls, dass in der Regel hohe Managereinkommen, die eher einen Gewinncharakter haben, im „Arbeitnehmerentgelt“ verbucht werden und kleinste Gewinne von Unternehmern, die selbst weit unter dem Durchschnitt der Arbeitnehmerentgelte liegen, dazu zählen auch die Einkommen der rund 1,7 Millionen zumeist prekären Solo-Unternehmer, im Konto Unternehmens- und Vermögenseinkommen verrechnet werden.

Beim Produktionsfaktor Arbeit werden alle Bruttolöhne und -gehälter der abhängig Beschäftigten ermittelt und nach Addition der Sozialbeiträge der „Arbeitgeber“ zum „Arbeitnehmerentgelt“ zusammengefasst. „Arbeitgeber-Sozialbeiträge“ sind jeweils Bestandteil des gesamten Arbeitsentgeltes und werden dem abhängig Beschäftigten nicht vom „Arbeitgeber“ geschenkt, sondern als Arbeitswertäquivalent ihrer Arbeitskraft erarbeitet. Die Beschäftigten selbst sind dagegen davon überzeugt, dass ihr Einkommen nur aus den Bruttolöhnen und -gehältern besteht. Solches Nicht-Wissen, um einfachste ökonomische Zusammenhänge, macht die ganze Notwendigkeit einer umfassenden ökonomischen Alphabetisierung der Bevölkerung überdeutlich. Aber auch das Statistische Bundesamt braucht offensichtlich eine Nachhilfestunde bei der Verteilungsrechnung.

In den „Arbeitnehmerentgelten“ fehlt nämlich in der Zuordnung der kalkulatorische Unternehmerlohn, der dem Wertäquivalent für die vom Unternehmer in den Produktionsprozess eingebrachte eigene Arbeitskraft entspricht. Bei einer Bewertung müsste hier zumindest das durchschnittliche Jahreseinkommen eines abhängig Beschäftigten in Ansatz gebracht werden. Dies findet in der Systematik der VGR keine entsprechende Berücksichtigung.



Arbeitnehmerentgelt Unternehmens- und Vermögenseinkommen
Mehrwert

Weitere Kritik ergibt sich bezogen auf den Produktionsfaktor Boden. Hier weist das Statistische Bundesamt die Grundrente nicht explizit aus und damit auch nicht ihre Differenzierung in Miete, Pacht und Leasingeinkünfte. Die Grundrente geht als Mehrwert im Unternehmens- und Vermögenseinkommen unter. Dies gilt auch für die dem Produktionsfaktor Kapital zugeordneten Zins- und Gewinneinkommen als Mehrwert. Trotz der aufgezeigten Kritik werden jedoch Lohn- und Mehrwertquoten im Rahmen der funktionalen Einkommensverteilung immer wieder und überall als Verteilungsmaßstab benutzt.

$$\text{Lohnquote} = \frac{\text{Bruttolöhne und-gehälter} + \text{Sozialbeiträge Unternehmen}}{\text{Brutto-Arbeitnehmerentgelt}} \cdot \frac{\text{Wertschöpfung (Volkseinkommen)}}{\text{Wertschöpfung (Volkseinkommen)}}$$

$$\text{Mehrwertquote} = \frac{\text{Brutto-Unternehmens- und Vermögenseinkommen}}{\text{Wertschöpfung (Volkseinkommen)}}$$

Neben dem hier nicht berücksichtigten kalkulatorischen Unternehmerlohn wird regelmäßig auch eine Veränderung in der Beschäftigtenstruktur (abhängig Beschäftigte in Relation zu Selbstständigen) nicht in Ansatz gebracht. Dies müsste aber durch eine beschäftigungsstrukturbereinigte Brutto-Lohnquote $BbLQ_t$ erfolgen.

$$BbLQ_t = \frac{AE_t}{VEK_t} \times \frac{\frac{B_0}{E_0}}{\frac{B_t}{E_t}}$$

mit t = Berichtsjahr, AE_t = Arbeitnehmerentgelte in t , VEK_t = Volkseinkommen in t , B_t bzw. E_t = Zahl abhängig Beschäftigter bzw. Erwerbstätigenzahl in t und B_0 bzw. E_0 = Zahl abhängig Beschäftigter bzw. Erwerbstätigenzahl in Basisperiode 0

Denn bei einer steigenden Beschäftigten- und gleichzeitig konstanten Selbstständigenzahl, also einer zunehmenden Beschäftigtenstrukturquote, steigt die Lohnquote automatisch obwohl der Lohn je Beschäftigten konstant geblieben oder sogar gesunken ist.

Die aber größte Fehlleistung bei der Verteilungsfrage, zu verantworten vom Statistischen Bundesamt, aber auch von der kapitalfreundlichen orthodoxen Wirtschaftswissenschaft, ist der offensichtlich nicht verstandene Charakter von Abschreibungen. Das Statistische Bundesamt und auch die VGR ziehen die Abschreibungen auf den Kapitalstock vom aus dem BIP abgeleiteten Brutto-Nationaleinkommen, ab.

Bruttoinlandsprodukt (BIP)

+/-	Primäreinkommen aus und an die übrige Welt
=	Brutto-Nationaleinkommen
-	Abschreibungen auf den Kapitalstock
=	Netto-Nationaleinkommen zu Marktpreisen
+	Produktions- u. Importabgaben an den Staat + Subventionen vom Staat
=	Netto-Nationaleinkommen zu Faktorpreisen = Volkseinkommen

Abschreibungen sind aber zurückerlöste Investitionen und damit ein Rückfluss des vorgeschossenen Geldkapitals an die Kapitaleigner. Dem liegt werttheoretisch folgender Vorgang zugrunde: Ein Kapitaleigner kauft eine Maschine mit eigenen Mitteln von seinem Firmenbankguthaben und verbucht den Vermögenswert in der Bilanz. Es kommt somit zu einem reinen Aktiv- bzw. Vermögenstausch ohne einen Wertzuwachs. Das Vermögen hat sich in der Bilanz nicht verändert, es ist also ein Nullsummenspiel. Getauscht werden lediglich der eingekaufte Maschinenwert gegen Geld (Liquidität) vom Firmenbankkonto. Dann schreibt der Kapitaleigner jährlich gemäß Nutzungsdauer die Maschine wertmäßig ab. Dazu verbucht er den Abschreibungsaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV). Dem Aufwand steht hier in der Ergebnisrechnung aber kein Liquiditätsabfluss mehr gegenüber, dieser hat bereits vorher wertneutral in der Bilanz stattgefunden. Am Ende der Nutzungsdauer der Maschine hat der Kapitaleigentümer sein vorgeschossenes Geldkapital über die am Markt in den Umsatzerlösen realisierten Abschreibungen zurückerhalten. Bewertet er dabei die Maschine nicht zu originären Anschaffungs- und Herstellungskosten, sondern zu Wiederbeschaffungspreisen, dann kommt es nicht einmal zu einem Inflationsverlust auf das eingesetzte Geldkapital. Deshalb rechnen auch Betriebswirte bei der Innenfinanzierung von Bruttoinvestitionen nicht nur mit den Gewinnen nach Ertragsbesteuerung, sondern immer mit dem Cash-Flow, also plus zu wiederbeschaffungspreisen bewerteten Abschreibungen. Abschreibungen müssen daher in der VGR richtigerweise als Vorleistungen in der Verteilungsrechnung zum Brutto-Unternehmens- und Vermögenseinkommen addiert und nicht wie praktiziert vorher abgezogen werden.

7 Literatur

- **Adamek, S., Otto, K. (2008)**, Der gekaufte Staat. Wie Konzernvertreter in deutschen Ministerien sich ihre Gesetze selbst schreiben, Köln.
- **Agora (2023)**, Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022.
- **Andel, N. (1988), Subvention**, in: Handwörterbuch der Wirtschaftswissenschaft (HdWW), Bd. 7, Stuttgart, New York 1988, S. 491-510.
- **Anselmann, C. (2013)**, Spitzeneinkommen und Ungleichheit. Die Entwicklung der personellen Einkommensverteilung in Deutschland, Marburg
- **Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik, (Hrsg.) (2023)**, Memoranden 2023, Globalisierung am Ende – Zeit für Alternativen, Köln.
- **Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik, (Hrsg.), (2019)**, Memorandum 2019, Die Energiewende als europäisches Fortschrittsprojekt, Köln.
- **Atkinson, A. B. (2016)**, Ungleichheit. Was wir dagegen tun können, Stuttgart.
- **Attac Österreich (Hrsg.) (2016)**, Konzernmacht Brechen! Von der Herrschaft des Kapitals zum Guten Leben für Alle, Wien
- **Autorenteam (1981)**, Der Staat im staatsmonopolistischen Kapitalismus der Bundesrepublik. Staatsdiskussion und Staatstheorie, Frankfurt a.M.
- **Bach, S. (2021)**, Grunderbe und Vermögensteuern können die Vermögensungleichheit verringern, in: DIW-Wochenbericht Nr. 50
- **Bach, S. (2020)**, Vermögensabgabe, Aufkommen und Verteilungswirkungen, Gutachten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW) im Auftrag der Fraktion DIE LINKE im Deutschen Bundestag und der Rosa-Luxemburg-Stiftung Berlin
- **Baresel, K. (2021)**, Hälfte aller Erbschaften und Schenkungen geht an die reichsten zehn Prozent aller Begünstigten, in: DIW-Wochenbericht Nr. 5
- **Bartels C., Bönke, T., Glaubitz, R., Grabka, M. M., Schröder, C. (2023)**, Rentenvermögen macht Großteil des Vermögens der ärmeren Bevölkerungshälfte in Deutschland aus, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 45
- **Beckmannshagen, M., Schröder, C. (2022)**, Entwicklung der Arbeitszeiten treibt die Ungleichheit der Erwerbseinkommen, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 33+34
- **BDEW und Ernst & Young (2023)**, Fortschrittsmonitor 2022.
- **Bernhardt, L., Duso, T., Sogalla, R. und Schiersch, A. (2023)**, Breiter Industriestrompreis ist kein geeignetes Entlastungsinstrument, in: DIW-Wochenbericht Nr. 38/2023, S. 514
- **Böckler Impuls Nr. 16/2021**. Hans-Böckler Stiftung. 2021.
- **Böckler Impuls Nr. 15/2022**. Hans-Böckler Stiftung. Die innerdeutsche Lohnlücke. 2022.
- **Binus, G., Landefeld, B., Wehr, A. (2015)**, Staatsmonopolistischer Kapitalismus, 2. Aufl., Köln
- **Blasius, T. (2023)**, Industriestrompreis: Kritik an Scholz. Kanzler will keine subventionierte Energie für einige Betriebe. Widerspruch von Schwarz-Grün, in: WAZ vom 18. August 2023
- **BMWK (2022)**, Überblickspapier Osterpaket, 6.4.2022.
- **BMWK (2023)**, Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung.
- **BMWK (2023b)**, Zeitreihen zur Entwicklung der EE in Deutschland, Stand: 2/2023.
- **BMWSB (2023)**, Gesetz für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung (Entwurf). https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/kommunale-waermeplanung.html;jsessionid=C8CEE5CBFF63AFC9BF87B719FA684BF3.2_cid505
- **BNA (2022)**: Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 22.11.2022, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2021.xlsx?__blob=publicationFile&v=9.
- **BNA (2022)**: Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur, 01.02.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (abgerufen am 09.02.2022).
- **BNA (2023)**, Versorgungssicherheit Strom – Bericht: Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Bonn.
- **Bode, T. (2018)**, Die Diktatur der Konzerne. Wie globale Unternehmen uns schaden und die Demokratie zerstören, Frankfurt a.M.
- **Bönke, T., Dany-Knedlik, G. und Roeger, W. (2023)**, Erfüllung der Klimaziele kann nur bei richtiger Kombination der Maßnahmen Wachstumsimpulse geben, in: DIW-Wochenbericht 34+35/2023, S. 454
- **Bontrup, H.-J., M. Brodmann, C. Fieberg, M. Löffler, R.-M. Marquardt, A. Schneider und A. Wichtmann (2022)**, Positionspapier aus dem Westfälischen Energieinstitut zur Energie- und Klimawende, Gelsenkirchen.

- **Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2011)**, Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft, 2. Aufl.
- **Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M. (2012)**, Perspektiven der STEAG GmbH als kommunales Energieunternehmen im Kontext der Energiewende, Hannover, Lüdinghausen
- **Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2015)**, Die Energiewende, Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen, Köln 2015.
- **Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2015b)**: Die Zukunft der großen Energieversorger, Konstanz.
- **Bontrup, H.-J. und Marquardt, R.-M. (2021)**: Volkswirtschaftslehre aus orthodoxer und heterodoxer Sicht, Berlin.
- **Bontrup, H.-J., Marquardt, R.-M. (2008)**, Nachfragemacht in Deutschland. Ursachen, Auswirkungen und wirtschafts-politische Handlungsoptionen, Münster
- **Bontrup, H.-J., Troost, A. (1988)**, Preisbildung in der Elektrizitätswirtschaft. Ein Beitrag zur Diskussion um die Novellierung der Stromtarife, PIW-Studien, Bremen
- **Bontrup, H.-J., Springob, K. (2002)**, Gewinn- und Kapitalbeteiligung, Eine mikro- und makroökonomische Analyse, Wiesbaden
- **Bontrup, H.-J. (2011)**, Zur größten Finanz- und Wirtschaftskrise seit achtzig Jahren. Ein kritischer Rück- und Ausblick mit Alternativen, Hannover
- **Bontrup, H.-J. (2005)**, Gewinn- und/oder Kapitalbeteiligungen – ökonomische Utopie oder Notwendigkeit?, in: Intervention, Zeitschrift für Ökonomie, Heft 1
- **Bontrup, H.-J. (2004)**, Volkswirtschaftslehre, 2. Auflage, München, S. 192ff.
- **[BCP] Boston Consulting/Prognos (2018)**: Klimapfade für Deutschland.
- **[BC] Boston Consulting (2021)**: Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Oktober 2021.
- **Brülle, J., Spannagel, D. (2023)**, Einkommensungleichheit als Gefahr für die Demokratie, WSI-Verteilungsbericht 2023, WSI-Report Nr. 90, November
- **Brümmerhoff, D. (2011)**, Finanzwissenschaft, 10. Aufl., München
- **Marc Buggeln (2022)**, Das Versprechen der Gleichheit, Berlin
- **Bundesregierung (2023)**, Milliardeninvestitionen in Energiewende, Klimaschutz und Transformation, 9.8.2023, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614>.
- **Bundesverfassungsgericht (2021)**, Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilungen Nr. 31/2021 vom 29. April 2021, <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html> (abgerufen am 10.5.2021).
- **Bundesverfassungsgericht (2021b)**, Beschluss der Ersten Senats vom 24. März 2021.
- **Coenenberg, A. G., Haller, A., Schultze, W. (2016)**, Jahresabschluss und Jahresabschlussanalyse, 24. Aufl., Stuttgart 2016.
- **Deutsche Bundesbank (2023)**, Finanzierungsrechnung.
- **Deutscher Bundestag (2023)**, Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes, Drucksache 20/6872.
- **Deutscher Bundestag (2023b)**, Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, Drucksache 20/8290.
- **Deutsches Institut für Urbanistik (2023)**, Investitionsbedarfe für ein nachhaltiges Verkehrssystem – Schwerpunkt kommunale Netze, in: Impulse 7/2023.
- **Deutscher Städtetag (2021)**, Städten mehr Investitionen und mehr Klimaschutz ermöglichen, 29.10.2021, <https://www.staedtetag.de/presse/pressemitteilungen/2021/staedten-mehr-investitionen-und-mehr-klimaschutz-ermoeneglichen> (abgerufen am 19.4.2022).
- **Dolata, U., Gottschalk, A., Huffschnid, J. (1986)**, Staatsmonopolistische Komplexe als neue Organisationsform des Kapitals im staatsmonopolistischen Kapitalismus, in: IMSF, Köln
- **EEG (2021)**, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien-Gesetz - EEG 2021), https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf (abgerufen am 08.02.2022).
- **EEG (2023)**, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023), 04.01.2023, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html (abgerufen am 05.05.2023).
- **Energy Institute (2023)**, Statistical Review of World Energy 2023.
- **Europäisches Parlament (18.4.2023)**, <https://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/priorities/klimawan-del/20170213STO62208/reform-des-emissionshandelssystems-der-eu>.
- **Erwig, H. J., Giesing, J., Marquardt, R.-M. und Schröder, N. (2023)**, „Ist das Osterpaket eine Mogelpackung“, in: VIK-Mitteilungen, 1/23, S. 35 – 37.
- **Expertenrat für Klimafragen (2023)**: Stellungnahme zum Entwurf des Klimaschutzprogramms 2023. Gemäß § 12 Abs. 3 Nr. 3 Bundes-Klimaschutzgesetz. Online verfügbar unter: <https://www.expertenrat-klima.de>
- **Görgens, H. (2007)**, Sind die Löhne in Deutschland z hoch? Zahlen, Fakten, Argumente, Marburg

- **Grabka, M. M., Schupp, J. (2023)**, Etwa 1,1 Millionen Menschen in Deutschland besuchen Tafeln – vor allem Alleinerziehende und Getrenntlebende überdurchschnittlich häufig, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 39
- **Grabka, M. M. (2021)**, Einkommensungleichheit stagniert langfristig, sind aber während der Corona-Pandemie leicht, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 18
- **Handelsblatt (19.4.2023)**, EU-Parlament beschließt strengere Regeln für Emissionshandel, S. 7.
- **Handelsblatt (2.5.2023, S. 15)**, Altkanzlerin sieht Versäumnisse, aber keine Fehler.
- **Handelsblatt (21.6.2023)**, Verfassungsgericht entscheidet über 60-Milliarden-Trick der Ampel, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/haushalt-verfassungsgericht-entscheidet-ueber-60-milliarden-trick-der-ampel/29216902.html>
- **Handelsblatt (16.11.2023)**, Karlsruhe kassiert Haushalt, S.1 und S. 4.
- **Helmecke, J. (2023)**, DEV: Rote Zahlen trotz grünen Stahls. Die Deutschen Edelstahlwerke sind Marktführer bei grünem Stahl, kämpfen aber um ihre Zukunft, in: WAZ vom 11. September.
- **Hirschel, D. (2020)**, Das Gift der Ungleichheit, Bonn
- **Hobler, D., Lott, Y, Phahl, S., Unrau, E. (2022)**, Stand der Gleichstellung von Frauen und Männern, WSI-Report, Nr. 72, Februar
- **Horkheimer, M., Adorno, T. (2017)**, Dialektik der Aufklärung. Philosophische Fragmente, 23. Aufl., Frankfurt a. M.
- **Huffschnid, J. (2002)**, Politische Ökonomie der Finanzmärkte, 2. Aufl., Hamburg
- **IG Metall (2023)**, „Brückenstrompreis JETZT! Arbeitsplätze sichern“, Internetabruf vom 4. September 2023.
- **Kapp, K.W. (1979)**, Soziale Kosten Marktwirtschaft, Der klassische Wert der Umwelt-Ökonomie, Wiederauflage, Frankfurt a.M.
- **Körber Stiftung (2023)** „Vertrauen in die Demokratie schwindet rapide“, in: WAZ vom 18. August
- **Kranz, J. (2023)**, zitiert in: WAZ vom 03. November, „Brücken regelrecht ‚kaputtgespart‘“.
- **Kriwoluzky, A. und Volz, U. (2023)**, „Höhere Zinsen sind Gift für den grünen Wandel der Wirtschaft“, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 33/2023.
- **Kungl, G. (2018)**, Die grossen Stromkonzerne und die Energiewende, (Diss.), Frankfurt a.M./New York.
- **Külp, B. (1994)**, Verteilung, Theorie und Politik, 3. Aufl., Stuttgart, Jena.
- **Lindemann, K. (2014)**, Finanzkapitalismus als Beutesystem. Der Neoliberalismus und die Aktualität des Racket-Begriffs, in: Blätter für deutsche und internationale Politik, Heft 9.
- **Löffler, M. und Marquardt, R.-M. (2023)**, „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“, in: Wirtschaftsdienst, Heft 10, S. 689 – 697.
- **Luther, G., Horn, M., Luhmann, H.-J. (1979)**, Stromtarife – Anreiz zur Energieverschwendung? Diskussionsbeiträge zur Strompreispolitik, Karlsruhe
- **Lübbe-Wolff, G. (2023)**, Demophobie. Muss man die direkte Demokratie fürchten?, Frankfurt a. M.
- **Lüpke, H., Aebischer, C. und Bolanos, M. (2023)**, Internationale Partnerschaften für eine gerechte Energiewende: Erkenntnisse aus der Zusammenarbeit mit Südafrika, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 5/2023
- **Marquardt, R.-M. (2019)**, Kann der Energy-Only-Market Stromversorgungssicherheit gewährleisten?, in: Wirtschaftsdienst, 99. Jg., Heft 1, S. 61 – 69.
- **Marquardt, R.-M. (2020)**, Energiewendefonds als Beitrag zur Generationengerechtigkeit, in: spw, Heft 241, S. 79 -84.
- **Meinke, U. (2023)**, RWE kann Gewinn nahezu verdoppeln, in: WAZ vom 15. November
- **Meinke, U. (2023)**, Thyssenkrupp mit Milliarden-Verlust, in: WAZ vom 23. November
- **Mercator Research Institute (o.a.)**, <https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>.
- **Nell-Breuning von, O. (1960)**, Kapitalismus und gerechter Lohn, Freiburg i.Br.
- **Mittelbach, H. (2013)**, Lohn- und Kapitaleinkommen in Deutschland von 1990 bis 2010, Köln
- **Müller, K. (1980)**, Irrwege der Verteilungstheorie, Berlin
- **Nowotny, E. (1974)**, Wirtschaftspolitik und Umweltschutz, Freiburg i.Br.
- **Piketty, T. (2014)**, Das Kapital im 21. Jahrhundert, München
- **Pietzcker, R., Osorio, S. und Rodrigues, R. (2021)**, Tightening EU ETS targets in line with the European Green Deal: Impacts on the decarbonization of the EU power sector, in: Applied Energy .
- **Our World in Data (o.A.)**, Data on CO₂ and Greenhouse Gas Emissions, <https://github.com/owid/co2-data>.
- **Positionspapier (2022)**: "Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit", Westfälischer Energieinstitut, Gelsenkirchen, Version 1.1, 16.08.2022. Abrufbar unter <https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/positionspapier-zur-energiewende/>.
- **Positionspapier (2023)**: Diese Veröffentlichung, Westfälisches Energieinstitut, 2023.
- **Reuter, N. (2007)**, Wachstumseuphorie und Verteilungsrealität, 2. Auf., Marburg
- **Rügemer, W. (2018)**, Die Kapitalisten des 21. Jahrhunderts, Köln
- **Schäfer, C., Standfest, E., Welzmüller (1982)**, Verteilung und Umverteilung unter veränderten Wachstumsbedingungen, Köln

- **Schmalwasser, O., Müller, A. (2009):** Gesamtwirtschaftliche und sektorale nichtfinanzielle Vermögensbilanzen, in: *Wirtschaft und Statistik*, (Hrsg., Statistisches Bundesamt), Heft 2.
- **Schmalwasser, O., Brede, S. (2015):** Grund und Boden als Bestandteil der volkswirtschaftlichen Vermögensbilanzen, in: *Wirtschaft und Statistik*, (Hrsg., Statistisches Bundesamt), Heft 6.
- **Scholz, O. (2023)**, zitiert in: „Kein Wunder!“, in: *Wirtschaftswoche* vom 2.6.2023, S. 16.
- **Schulte, S. (2023)**, Steag meldet Rekordgewinn von 1,9 Milliarden, in: *WAZ* vom 24. November.
- **Selke, S. (2009)**, Die neue Armenspeisung, in: *Blätter für deutsche und internationale Politik*, Heft 1.
- **Seidel, E., Strebe, H. (1991)**, *Umwelt und Ökonomie*, Reader zur ökologierten Betriebswirtschaftslehre, Wiesbaden 1991.
- **Sommer, A. U. (2022)**, Eine Demokratie für das 21. Jahrhundert. Warum die Volksvertretung überholt ist und die Zukunft der direkten Demokratie gehört, Freiburg i. Br.
- **Spitzley, H. (1989)**, *Die andere Energiezukunft*, Stuttgart.
- **SRU (2022)**, Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget.
- **Statistisches Bundesamt (2023)**, VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1.
- **Tagesschau (2023)**, Gericht verurteilt Regierung zu Klima-Sofortprogramm, <https://www.tagesschau.de/inland/klimaschutz-regierung-100.html>, abgerufen 30.11.2023.
- **Umweltbundesamt (2021)**, Carbon Capture and Utilization, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/carbon-capture-utilization-ccu#Hintergrund>.
- **Umweltbundesamt (2021b)**, Revision der EU-Klimaschutz-Verordnung und Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates (14.7.2021) zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/842 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030, COM(2021) 555 final, eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0555&from=EN
- **Umweltbundesamt (2023)**, Emissionen ausgewählter Treibhausgase in Deutschland nach Kategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten, [8_tab_thg-emi-kat_2023.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasemissionen-deutschland) (umweltbundesamt.de)
- **Umweltbundesamt (2023b)**, Treibhausgasemissionsziele Deutschlands. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasemissionsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg>.
- **Umweltbundesamt (2023c)**, Energieproduktivität, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieproduktivitaet>, Stand 2/2023.
- **United Nations (2022)**, *The Closing Window – Emissions Gap Report 2022*.
- **Verordnung (EU) (2021)**, 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 (kurz: Europäisches Klimagesetz)
- **Verordnung (EU) (2023)**, 2023/857 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. April 2023, Anhang 1.
- **Voigt, L. (2020)**, *Stand der privilegierten Komplizenschaft in Deutschland und die Folgen der Demokratie*, Universität Siegen
- **Voß, E., Wilke, P. (2003)**, Maack, K., *Mitarbeiter am Unternehmen beteiligen, Modelle, Wirkungen, Praxisbeispiele*, Wiesbaden
- **Wagner, K.-R., Wagner (Hrsg.) (2002)**, *Mitarbeiterbeteiligung, Visionen für eine Gesellschaft von Teilhabern*, Wiesbaden
- **Werner, J. (1979)**, *Verteilungspolitik*, Stuttgart, New York
- **Westfälische Nachrichten (17.4.2023)**, „Expertenrat bemängelt Ampel-Klimapläne“.
- **Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung**, CO₂-Grenzausgleich der EU-Kommission könnte stahl- und metallverarbeitende Unternehmen zwei Milliarden Euro kosten, 4.1.2022, in: https://www.wsm-net.de/aktuelles/detail/?tx_news_pi1%5Bnews%5D=342&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=3e5f0c24c09069177c22771184f90254
- **Wissenschaftliche Beirat beim BMWK (2023)**, Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge.
- **WWF (o.A.)**, Folgen der Klimakrise: 1,5 Grad versus 2 Grad, <https://www.wwf.at/artikel/folgen-der-klimakrise-15-grad-versus-2-grad/>.



Westfälisches Energieinstitut

der Westfälischen Hochschule

Das Westfälische Energieinstitut ist eine zentrale wissenschaftliche Einrichtung der Westfälischen Hochschule und bündelt die energietechnischen Kompetenzen der Hochschule über die Standorte und Fachbereiche hinweg.

Es gliedert sich in mehrere Bereiche, die den Themenschwerpunkten regenerative Energien, Energieumwandlung und -verteilung, Energienutzung, Energiewirtschaft und Energiepolitik zugeordnet sind. Mit inzwischen 27 Professorinnen und Professoren sowie wissenschaftlichen Mitarbeitern und Doktoranden konnte sich das Institut seit seiner Gründung auf verschiedenen Gebieten neben der Zusammenarbeit mit anderen wissenschaftlichen Einrichtungen, auch als Forschungs- und Entwicklungspartner der Industrie positionieren. Durch die themenübergreifend geprägte Arbeit der Forscherteams des Westfälischen Energieinstitutes werden innovative Ansätze in Forschung und Entwicklung gefördert.

www.energie.w-hs.de



Prof. Dr. Heinz-Josef Bontrup (Emeritus)
Dipl.-Ökonom, Dipl.-Betriebswirt //
Träger des Bundesverdienstkreuzes am Bande //
Wirtschaftswissenschaft mit dem Schwerpunkt
Arbeitsökonomie
– bontrup@w-hs.de



Prof. Dr. Michael Brodmann
Vizepräsident für Forschung und Transfer //
Direktor des Westfälischen Energieinstitutes für
Energieumwandlung und -verteilung // Systeme
der elektrischen Energie- & Wasserstofftechnik
– michael.brodmann@w-hs.de



Prof. Dr. Christian Fieberg
Direktor des Westfälischen Energieinstitutes für
Energienutzung // Gebäudetechnik
– christian.fieberg@w-hs.de



Prof. Dr. Markus Jan Löffler
Professor für Hochspannungstechnik
– markus.loeffler@w-hs.de



Prof. Dr. Ralf-Michael Marquardt
Direktor des Westfälischen Energieinstitutes
für Energiewirtschaft und -politik // Volkswirt-
schaftslehre und Quantitative Methoden
– ralf-michael.marquardt@w-hs.de



Prof. Dr. Andreas Schneider
Professor für Bauelemente und Schaltungen
sowie regenerative Energien
– andreas.schneider@w-hs.de



Prof. Dr. Andreas Wichtmann
Direktor des Westfälischen Energieinstitutes für
für Regenerative Energien // Kraftwerktechnik
– andreas.wichtmann@w-hs.de