



**Westfälisches
Energieinstitut**

der Westfälischen Hochschule

Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit

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



Wissenschaftlich gilt es als nahezu unstrittig, dass die Welt einem anthropogenem Klimawandel ausgesetzt ist und wir darauf eine globale Antwort benötigen. In diesem Umfeld hat sich das Westfälische Energieinstitut (WEI), als ein Forschungsinstitut in der Westfälischen Hochschule, verpflichtet, an wissenschaftlich fundierten Antworten und Lösungen zur Transformation der Energieversorgung mitzuarbeiten und zur Entschleunigung des Klimawandels beizutragen. Durch die personelle Zusammensetzung mit einem Schwergewicht an Ingenieur-Wissenschaftlern verfügt das Institut neben der ökonomischen in besonderem Umfang auch über technologische Kompetenz, mit deren Hilfe stets auch die praktische Umsetzung in den gesellschaftlichen Diskussionsprozess eingebracht werden kann.

Sozio-ökonomisch kommt die Energiewende einem Generationenvertrag gleich, „bei dem die heutige Generation eine schrittweise Ablösung des gesamten fossilen und nuklearen Energiesystems im 21. Jahrhundert durch Energieeffizienz, Energiesparen und erneuerbare Energien vorfinanziert und die Umsetzungsprozesse organisiert, um Kinder, Enkel, zukünftige Generationen und die sich noch entwickelnden Länder und Völker vor den Risiken eines nicht erneuerbaren Energiesystems zu schützen – und um langfristig die Großrisiken von Ressourcenkriegen um Öl, Gas oder katastrophale Nuklearunfälle zu vermeiden.“¹ In diesem Kontext verdeutlicht jüngst der Ukraine-Krieg, wie wichtig es ist, auch durch einen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) aus einseitigen Lieferabhängigkeiten von fossilen Rohstoffen herauszukommen.

Wir müssen konstatieren, dass die bisher in Deutschland für eine erfolgreiche Energiewende eingeleiteten Maßnahmen nicht ausreichend sind. Dies hat auch das Bundesverfassungsgericht bestätigt und zur Wahrung von Grundrechten die Regierung dazu verpflichtet, das Ziel der Transformation des Energiesystems deutlich ambitionierter anzugehen, obwohl Deutschland nur 2 % der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortet. Dabei können wir nicht abwarten, bis auch der Rest der Welt auf die Herausforderungen reagiert. Die irreversiblen Schäden des Klimawandels, die immer auch gesamtwirtschaftliche Kosten implizieren, wiegen schon jetzt mehr als schwer. Heute nicht zu handeln, führt morgen nur zu noch höheren Kosten. Zum nachhaltigen Klimaschutz gibt es keine Alternative, wollen wir am Ende nicht die Existenz der Erde riskieren. Wir haben nur eine!

Außerdem war die bisherige Energiewende in Deutschland im Wesentlichen eine – obendrein unzureichende – Elektrizitätswende.² Eine Verkehrs-, Gebäude- und Mobilitätswende ebenso wie eine Wende in den Konsumgewohnheiten, wurde zwar viel diskutiert, politisch aber nur sehr halbherzig angegangen. Zukünftig muss hier von der Politik eine ganzheitlichere Herangehensweise für den Klimaschutz erwartet werden.

Dazu gehört im Zuge einer Dekarbonisierung und einem Ausstieg aus der Atomwirtschaft neben der Energieeinsparung der stark forcierte Ausbau erneuerbarer Energien. Doch dies alles gestaltet sich komplexer als erwartet, wie vor allem unsere Berechnungen in Kapitel 3 zeigen; und die Umsetzung wird kostenintensiv oder hochpreisig werden.

Im ersten Kapitel dieses Positionspapiers setzen wir uns in einem Rück- und Ausblick mit den Zielen der Energie- und Klimapolitik auseinander (Kapitel 1). Anschließend wird der gesetzte ordnungspolitisch-instrumentelle Rahmen, in dem diese Ziele erreicht werden sollen, untersucht (Kapitel 2). Danach gilt es zu analysieren, welche technologischen Herausforderungen mit der geplanten Energiewende einhergehen (Kapitel 3). Es folgt eine Auseinandersetzung mit den ebenfalls beträchtlichen sozio-ökonomischen Verwerfungen (Kapitel 4), um abschließend die Konflikte des Energiewendeprozesses zu adressieren und aufzuzeigen wie diese – nach Einschätzung des WEI – gelöst werden könnten (Kapitel 5).

Dieses Positionspapier versteht sich als „erster Aufschlag“ und damit als „work in progress“. Es soll zum wissenschaftlichen und politischen Diskurs anregen, sukzessive um (noch) vernachlässigte oder zu kurz gekommene Energiewendebereiche ausgebaut sowie im Lichte neuer Erkenntnisse bei Bedarf auch modifiziert werden. Fundierte Kritik gilt dabei jederzeit als willkommen und wird als Beitrag zur Weiterentwicklung unserer Positionen verstanden.

Aufgrund regelmäßiger Aktualisierungen und unterschiedlicher Quellenangaben aus verschiedenen Veröffentlichungen können Einzelwerte innerhalb des Positionspapieres Abweichungen aufweisen.

Präambel	2
Abkürzungsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	7

1	Ziele der Energie- und Klimapolitik	8
1.1	Politik im energiewirtschaftlichen Wunschdenken	8
1.2	Neujustierung durch das Bundesverfassungsgericht	9
1.3	Neue Akzente für die Zielhierarchie im „Osterpaket“ 2022	12
1.4	Sachstand zur energiepolitischen Zielhierarchie	14
1.5	Konkrete Zielvorgaben der deutschen Energie- und Klimapolitik	15
1.5.1	Oberziel Atomausstieg	16
1.5.1.1	Zielvorgaben	16
1.5.1.2	Zielerreichung	17
1.5.2	Oberziel Reduktion der THG-Emission	20
1.5.2.1	Zielvorgaben	20
1.5.2.2	Bisherige Zielerreichung	25
1.5.3	Dekarbonisierung der Energieversorgung	28
1.5.3.1	Zielvorgaben	28
1.5.3.2	Bisherige Zielerreichung	30
1.5.4	Unterziel EE-Ausbau	31
1.5.4.1	Zielvorgaben	31
1.5.4.2	Bisherige Zielerreichung	32

2	Ordnungspolitischer Rahmen der Energie- und Klimapolitik	35
2.1	Marktkonforme Eingriffe	35
2.1.1	Emissionshandel	35
2.1.2	CO ₂ -Steuer	38
2.1.3	Maßnahmen mit Strompreiswirkung	39
2.2	Regulatorische Eingriffe	39
2.2.1	Gebote und Verbote	40
2.2.2	Positive Anreize	41
2.3	Staatliche Finanzierung von Maßnahmen bzw. zur Folgenabfederung	42
2.3.1	EU Green Deal	42
2.3.2	Energie- und Klimafonds	42
2.3.3	Strukturhilfen aus der Kohlekommission	43

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

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

3	Physikalisch-technische Herausforderungen der Energiewende	44
3.1	Eingangsbetrachtungen	44
3.1.1	Kennwerte der Berechnungen	46
3.1.2	Erforderlicher EE-Ausbau	48
3.2	Top-Down-Betrachtung zum Speicherbedarf	50
3.2.1	Erläuterungen zur Berechnung	51
3.2.2	Ergebnis	54
3.3	Bottom-Up-Betrachtung zweier Eck-Szenarien	56
3.3.1	Elektro-Szenario	57
3.3.2	H ₂ -Szenario	59
3.4	Zwischenfazit Top-Down-/Bottom-Up-Berechnung	60
3.5	Versorgungssicherheit	62
3.5.1	Projektionen zur Versorgungssicherheit	62
3.5.2	Kurzfristiger Perspektiven zur Versorgungssicherheit mit Strom	66
3.5.2.1	Wasserstoff-gefeuerte Kombi-Kraftwerke	66
3.5.2.2	Strom- und Gasimporte aus dem Ausland	67
3.5.2.3	Nutzung vorhandener Kurzzeitspeicher	68
3.5.3	Sonderproblematik Netzausbau	69
3.6	Fazit	70
4	Sozioökonomische Rahmenbedingungen	73
4.1	Makroökonomische Rahmenbedingungen	75
4.2	Bislang zu verteilende zentrale Belastung	78
4.3	Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende	79
4.3.1	Einzelbefunde unserer physikalisch-technischen Analyse	79
4.3.2	Analyse von Boston Consulting/Prognos	80
4.4	Kreislauftheoretische Grundsätze der Investitionsfinanzierung	84
4.5	Neuorientierung der Sparaktivitäten im Ausland	85
4.6	Inter-generative Lastenverteilung	85
4.7	Intra-generative Lastenverteilung	86
4.7.1	Bisherige Belastung durch CO ₂ -Zertifikate	87
4.7.2	Bisherige Strompreisbelastung	88
4.7.3	Bisherige Benzin- und Gaspreisbelastung	89
4.7.4	Bewertung der Belastung durch die CO ₂ -Steuer	90
4.8	Regionale Lastenverteilung	91
4.8.1	Internationale Lastenverteilung	91
4.8.2	Nationale Lastenverteilung	93
5	Politische Schlussfolgerungen	94
6	Literatur	98
	Addendum (16.08.2022)	104
	Kontaktdaten/Autoren	114

Abkürzungsverzeichnis

BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEHG	Bundesemissionshandelsgesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
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
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energiengesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU ETS	EU Emission Tradings System (EU-Emissionshandelssystem)
EKF	Energie- und Klimafonds
IPCC	Intergovernmental Panel on Cli-mate Change (Weltklimarat)
KKW	Kernkraftwerke
KSG	Klimaschutzgesetz
KVSBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
NBWR	Netzbildende Umrichter
PV	Photovoltaik
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)
THG	Treibhausgase
WEI	Westfälisches Energieinstitut

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1:	Energiewirtschaftliches Dreieck	8
Abb. 1.2:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in 20 Ländern	10
Abb. 1.3:	Importanteile fossiler Energieträger in Deutschland	13
Abb. 1.4:	KKWs in Deutschland, eigene Darstellung	17
Abb. 1.5:	Kernkraftbefürworter und -Gegner im europäischen Umfeld	19
Abb. 1.6:	Entwicklung THG-Emissionen in Deutschland	25
Abb. 1.7:	Sektorspezifische Entwicklung THG-Emissionen in Deutschland	26
Abb. 1.8:	Zusammensetzung installierter Kraftwerkskapazitäten in MW 2021	28
Abb. 1.9:	Zusammensetzung Stromerzeugung in TWh nach Energieträgern 2020	29
Abb. 1.10:	Installierter Kohlekraftwerkskapazitäten und Kohlestromerzeugung	30/31
Abb. 1.11:	EE-Ausbau in Deutschland	33
Abb. 1.12:	EE-Anteile am Bruttostromverbrauch und am Endenergieverbrauch	34
Abb. 2.1:	CO ₂ -Zertifikatepreise	37
Abb. 3.1:	Wesentliche Komponenten eines EE-Energieversorgungssystems:	45
Abb. 3.2:	EE-Ausbaupfade und Eckwerte für eine autonome Energieversorgung Deutschlands	48
Abb. 3.3:	Normierte PV-Leistung im Jahr 2018 (links) und normierte PV-Energiezufuhr im Jahr 2018 (rechts).	51
Abb. 3.4:	Gemittelte normierte jährliche Energiezufuhr verschiedener Erzeuger- und Verbrauchertypen während eines Jahres	53
Abb. 3.5:	Minimaler Speicherbedarf $C_{\text{Speicher,min}}$ in Abhängigkeit von der mindestens erforderlichen jährlichen Primärenergie $W_{\text{primär,min}}$. Parameter: Anteil der Raumwärme an der Primärenergie $\mu_{\text{Raumwärme}}$.	54
Abb. 3.6:	Schematischer Aufbau der EE-Energieversorgung mit Eintrag der Ergebnisse eines Rechenlaufs mit dem WEI-Energiewendeplaner, Elektro-Szenario.	57
Abb. 3.7:	Schematischer Aufbau der EE-Energieversorgung mit Eintrag der Ergebnisse eines Rechenlaufs mit dem WEI-Energiewendeplaner, H ₂ -Szenario.	59
Abb. 3.8:	Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse von Top-Down- und Bottom-Up-Modell Vergleichende Darstellung zum Flächenbedarf.	60
Abb. 3.9:	Installierte und gesicherte Leistung im Vergleich für das Jahr 2030 sowie für die Energieszenarien 1.600 TWh und 2.000 TWh.	63
Abb. 3.10:	Ausfallzeiten Windkraft an Land/auf See und Photovoltaik im Zeitraum 2012 bis 2019.	64
Abb. 3.11:	Zubau fossiler Kraftwerksleistung	67
Abb. 3.12:	Primärenergiebedarf nach World Oil Outlook 2045 der OPEC	71
Abb. 4.1:	Kumulierte Differenzkosten nach Abzug vermiedener Netzentgelte	78
Abb. 4.2:	Kumulierte Mehrinvestitionen 2021 bis 2030: Höhe und strukturelle Verteilung	82
Abb. 4.3:	Jährliche Einnahmen des Bundes aus dem CO ₂ -Zertifikatehandel	87

Tabellenverzeichnis

Tab. 1.1:	Energiepolitische Ziele	22/23
Tab. 1.2:	EE-Ausbaudynamik nach „Osterpaket“	34
Tab. 2.1:	Preiswirkung der CO ₂ -Steuer	38
Tab. 3.1:	EE-spezifische Eckdaten	46
Tab. 3.2:	Szenarien des Netzentwicklungsplans 2035	69
Tab. 4.1:	Verteilungsrechnung der VGR	74
Tab. 4.2:	VGR: Verfügbares Einkommen, Sparen, Investieren und Außenfinanzierung (1991- 2004)	76
Tab. 4.3:	VGR: Verfügbares Einkommen, Sparen, Investieren und Außenfinanzierung (2005 – 2021)	76
Tab. 4.4:	Ausbaukosten gemäß Szenarienrechnungen WEI	79
Tab. 4.5:	Strompreisbelastung durch die Energiewende	88
Tab. 4.6:	Monatliche Energiewendebelastung eines Musterhaushaltes durch die CO ₂ -Steuer	90

1 Ziele der Energie- und Klimapolitik

1.1 Politik im energiewirtschaftlichen Wunschenken

Die deutsche Politik fühlt sich den Zielen des „energiewirtschaftlichen Dreiecks“ verpflichtet (vgl. Abb. 1.1).³ Dabei subsumiert der Begriff der Nachhaltigkeit die Ziele der Ressourcenschonung, des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der sozialen Ausgewogenheit.

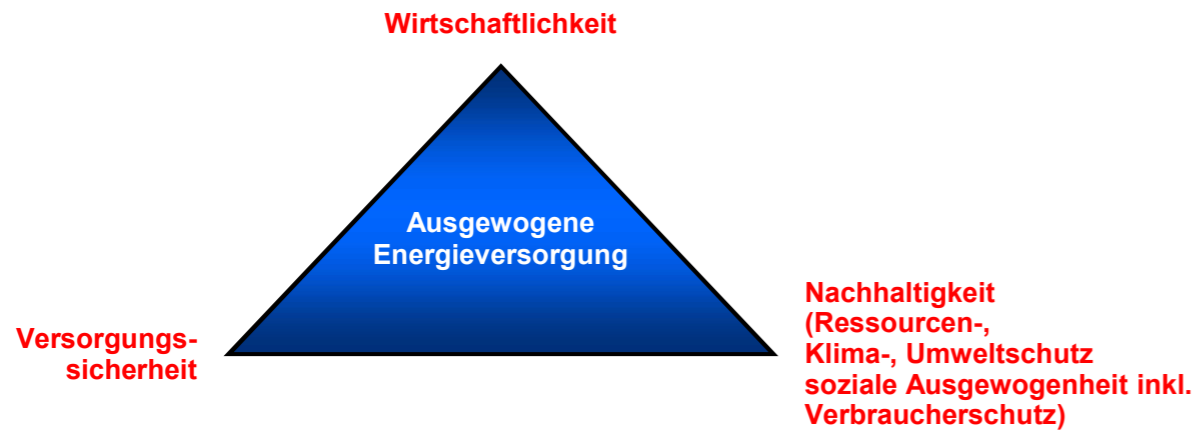


Abb. 1.1: Energiewirtschaftliches Dreieck; Quelle: eigene Darstellung

Derartige Zielbekenntnisse werden schnell und leicht von der Politik ausgesprochen. Auf dieser unkonkreten Ebene werden sie schließlich von jedem mitgetragen, zumal offenbleibt, wer in welcher Form bei der politischen Zielverfolgung betroffen sein wird. Gesellschaftspolitisch brisant wird es immer erst, wenn

- die zur Zielerreichung erforderlichen Maßnahmen diskutiert,
- die Zielhorizonte dafür festgelegt werden
- und wenn dabei im Fall von Zielkonflikten eine Vorranggewichtung erfolgen muss.

Bezogen auf eine Zielgewichtung hatte das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) die Versorgungssicherheit gelegentlich zwar innerhalb des Zieldreiecks als Norm mit „höchster Priorität“⁴ eingestuft. Üblicherweise vermied die Politik aber das Setzen einer Hierarchie und tat oftmals so, als seien alle Ziele gleichrangig und auch gleichermaßen zu erreichen. Allenfalls wurden Zielkonflikte zwar als große, aber irgendwie jedoch bewältigbare Herausforderung dargestellt. Langfristig wurde der Gesellschaft in einer Art politischen Wunschenkens sogar eine Zielharmonie in Aussicht gestellt. Das Narrativ zu diesem angeblich harmonischen energiewirtschaftlichen Dreieck lautet:

- Nachhaltigkeit erfordert den Ausstieg aus der Nutzung fossiler, nicht erneuerbar erzeugter Energieträger, den Ausstieg aus der Kernenergie sowie Einschränkungen bzw. Umstellungen in der Produktion und im Verbrauch von Gütern. Parallel bedarf es des massiven, weltweiten Ausbaus der EE. Wenn dies – in Verbindung mit Speicher- und kurzfristigen Backupkapazitäten sowie dem Bergen des Lastverschiebungspotenzials – nur konsequent genug umgesetzt werde, ließe sich die Versorgungssicherheit garantieren; und das dann sogar in hoher Unabhängigkeit von ausländischen Brennstoffzulieferern.
- Am Ende dieses Transformationsprozesses profitiere auch die Wirtschaftlichkeit davon. Denn dann lägen auf der einen Seite zumindest die variablen Kosten der Energieumwandlung nahe Null, da „Sonne und Wind“ keine Rechnung stellen. Und auch die Fixkosten würden durch Lerneffekte, Innovationen und Massenproduktion eine immer geringere Rolle in der Kostenbelastung spielen. Andererseits ließen sich langfristig nur durch eine konsequente Energiewende die unab-

sehbar hohen Opportunitätskosten eines Nichtstuns vermeiden: Nur so könne der Raubbau an den begrenzten fossilen Rohstoffen gestoppt werden, nur so werde das Lagerproblem von radioaktivem Müll sowie die Gefahr weiterer Reaktor-katastrophen zumindest eingegrenzt und nur so könnten die humanitären, ökologischen und wirtschaftlichen Schäden einer Klimakatastrophe noch abgemildert werden.

- Bei langfristig erhöhter Wirtschaftlichkeit könnten überdies Verteilungskonflikte leichter gelöst werden. Zudem könnten durch einen Umbau der Industrieproduktion hin zu einer Verwendung „grüner Energien“ in diesen Bereichen die Arbeitsplätze gesichert werden. Verschlechterungen im internationalen Wettbewerb gegenüber ausländischen Anbietern, die von einem ähnlich tiefgreifenden Transformationsprozess verschont bleiben, müssten dabei aber möglicherweise durch eine Ausgleichsabgabe bei Importen bzw. Subventionen bei Exporten kompensiert werden. Ansonsten drohe durch Standortverlagerung hiesiger Unternehmen oder durch Produktionsverlagerung auf Auslandsunternehmen ein „Carbon Leakage“: Treibhausgasemissionen würden so bei einseitiger Belastung der heimischen Industrie und ihrer Beschäftigten nur weltweit verlagert, nicht aber verhindert werden
- Die unausweichlichen Arbeitsplatzverluste in der „alten Welt“ der Energieumwandlung hingegen könnten im Zuge des Strukturwandels durch das Entstehen neuer Betätigungsfelder gesamtwirtschaftlich aufgefangen werden. Durch frühzeitige Umschulungen ließe sich eventuell sogar auch auf individueller Ebene Arbeitslosigkeit verhindern.

Die zuvor beschriebene „heile Welt“ erscheint zwar als überaus reizvoll. Nur, mit der reinen Beschreibung des erhofften Endzustandes werden die eigentlich zentralen Probleme, wie der Endzustand dieser „schönen heilen Welt“ erreicht werden soll und kann und wie mittelfristig die zu erwartenden Zielkonflikte auszusteuern sind, nicht gelöst.

1.2 Neujustierung durch das Bundesverfassungsgericht

In seinem Urteil vom 24. März 2021 zum „Klimaschutzgesetz 2019“, einem ersten operativen Baustein des „Klimaschutzplans 2050“, hat das Bundesverfassungsgericht die Balance im energiewirtschaftlichen Zieldreieck – mit nachhaltigen Auswirkungen auf den zukünftigen politischen Handlungsspielraum – neu justiert.

Zunächst bezogen die Verfassungsrichter in der Debatte über die Existenz und Ursachen des Klimawandels eindeutig Position: „Der anthropogene Klimawandel ist unmittelbar ursächlich auf die Konzentration menschlich verursachter Treibhausgase in der Erdatmosphäre zurückzuführen (...)“

Sodann erklärten sie den Klimaschutz zum grundgesetzlich abgesicherten Recht.⁵ Dies ergebe sich nicht nur aus Art. 20a GG, wonach der Staat „(...) in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen (...)“ zu bewahren hat, sondern vor allem auch aus dem Schutz von durch den Klimawandel betroffenen, verfassungsrechtlich unantastbaren Grundrechten: dem Schutz von Leben und Gesundheit (Art. 2 GG) sowie der Schutzpflicht des Staates hinsichtlich der Eigentumsgefahren (Art. 14 Abs. 1 GG).⁶ Solange sich der Wissensstand zum Klimawandel nicht grundsätzlich ändert,⁷ verpflichtet das Urteil jede zukünftige Regierung, zur rechtzeitigen Eingrenzung des Klimawandels aktiv beizutragen.

Zwar verursacht Deutschland bei den weltweiten energiebedingten CO₂-Emissionen „nur“ einen Anteil von knapp 2 % (vgl. Abb. 1.2). Viel entscheidender für den Erfolg der Klimawende wären demnach zweifelsfrei Fortschritte in China, den USA und Indien. Diese drei Länder sind allein für knapp 52 % der weltweiten Emissionen verantwortlich. Dennoch lässt das Gericht grundsätzlich ein in der öffentlichen Diskussion weit verbreitetes Argument nicht gelten: nämlich, dass Deutschland die globale Klimaproblematik unilateral nicht lösen könne und dass daher eine Option zur Zurückhaltung bestünde, falls andere Staaten nicht mitzögen. Im Gegenteil, die Karlsruher Richter betonten, gerade weil Klimaschutz eine internationale Aufgabe sei, gerade weil es zum Gelingen auf das „wechselseitige Vertrauen in den Realisierungswillen der anderen“⁸ ankomme, müsse Deutschland als Vorbild agieren, um anderen keinen Vorwand für Attentismus zu geben.

³ Vgl. Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2008) und BMWi (2015, S. 56) in Verbindung mit § 1 EnWG.

⁴ BMWi (2015, S. 56).

⁵ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021).

⁶ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021, II).

⁷ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 212).

⁸ Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 204).

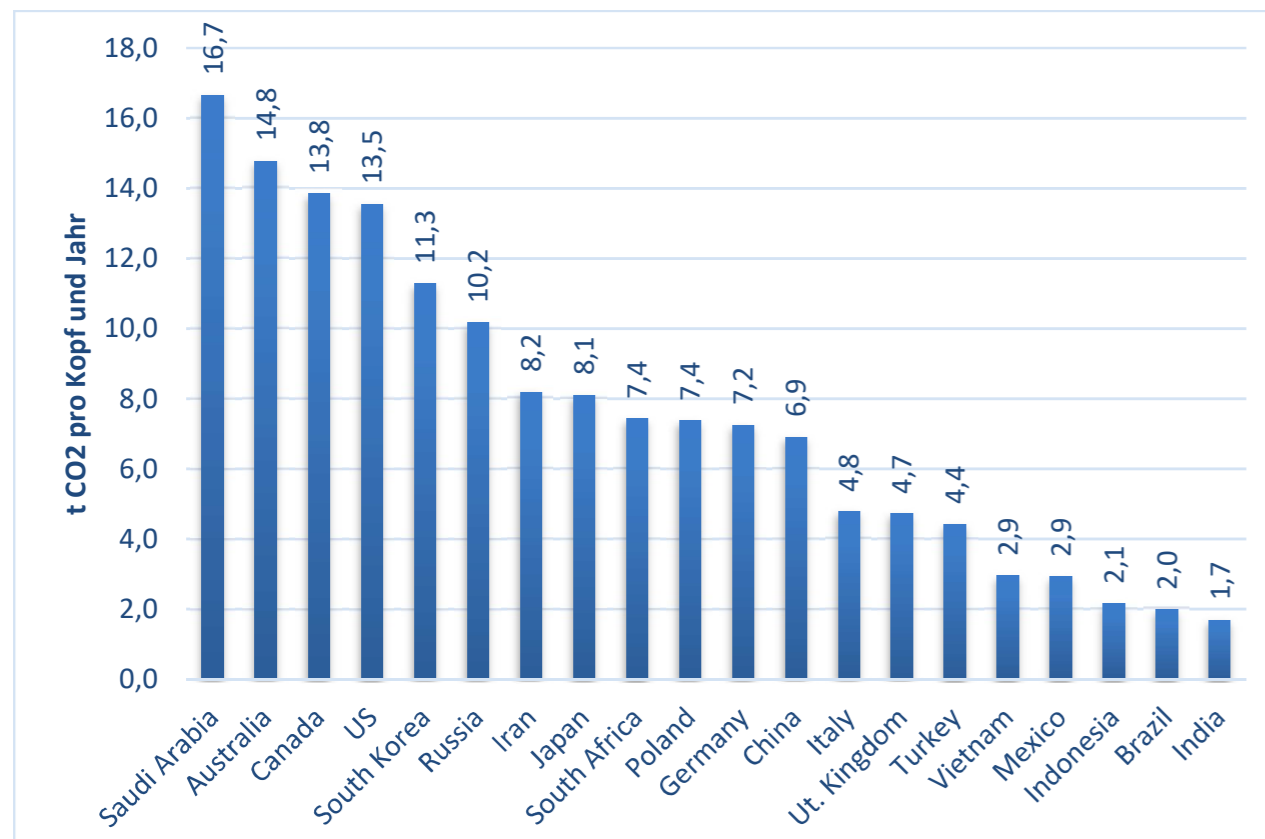
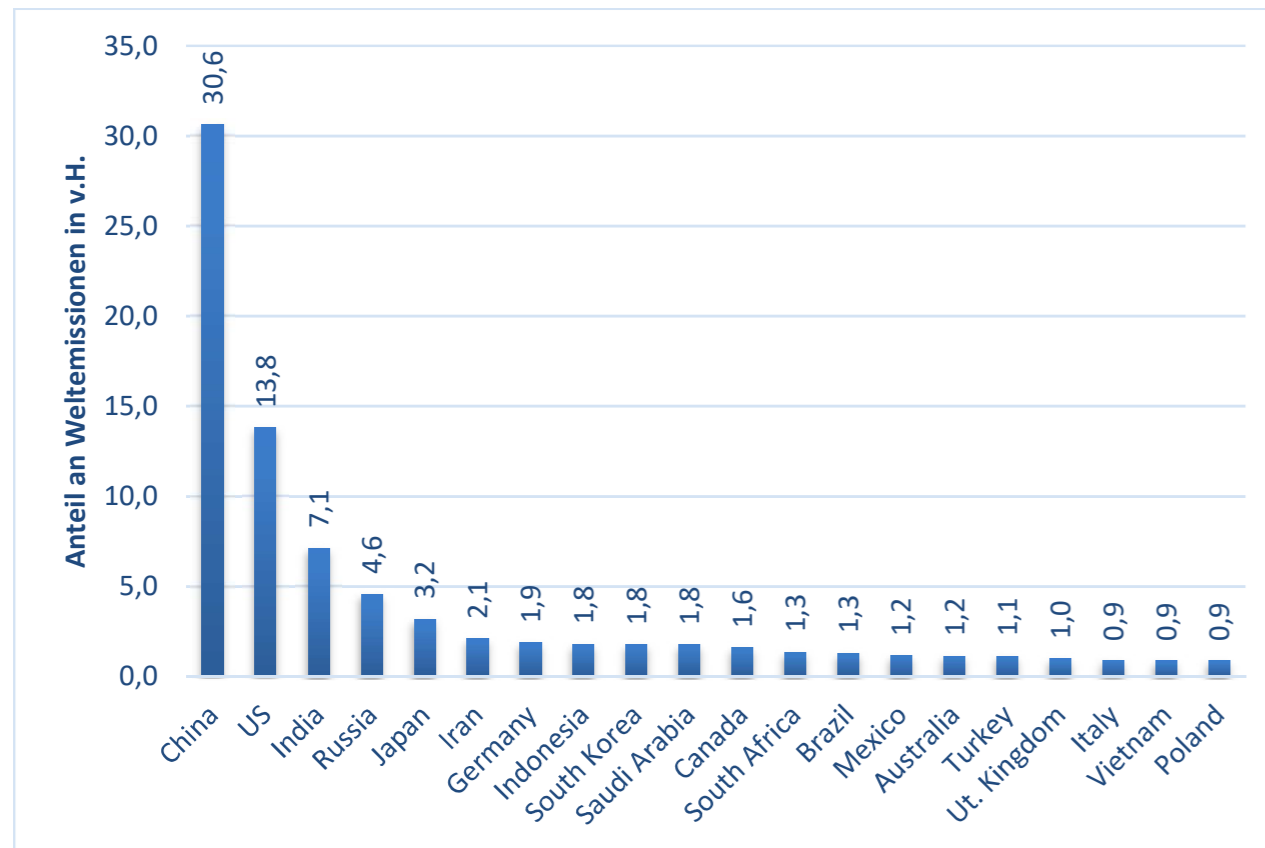


Abb. 1.2: Energiebedingte CO₂-Emissionen in 20 Ländern; Länder mit den weltweit höchsten Emissionen
 Quelle: BP, Statistical Review of World Energy, July 2021; UN, World Population Prospects 2019 und eigene Berechnungen.

Hinzu kommen nach unserer Einschätzung drei weitere Aspekte, welche die besondere Verantwortung Deutschlands, das einen Weltbevölkerungsanteil von nur gut 1 % hat, in einem anderen Licht erscheinen lässt. Erstens weisen China, die USA und Indien schon aufgrund der deutlich größeren Bevölkerungspopulation höhere Emissionen auf. Normiert auf die Einwohnerzahl liegt Deutschland aber mit Pro-Kopf-CO₂-Emissionen von etwa 7,2 t über denen von China und Indien (vgl. Abb. 1.2). Zweitens hat Deutschland eine überproportional hohe Erblast hinterlassen. Von den Welt-CO₂-Emissionen im Zeitraum von 1965 bis 2020 hat Deutschland allein 4 % verursacht.⁹ Drittens werden in der hier zugrundeliegenden, zentralen, offiziellen Statistik nach der UN-Klimarahmenkonvention nur produktionsbasierte Emissionswerte angegeben, d.h. Emissionen, die innerhalb eines Landes durch Unternehmen, private oder öffentliche Haushalte unmittelbar entstanden sind.¹⁰ Allerdings hat Deutschland in den letzten Jahren wesentliche Teile seiner Produktion in Zuliefererländer wie z.B. China outsourct und damit dazu beigetragen, die Emissionen im Ausland zu erhöhen. In einer konsumbasierten CO₂-Bilanzierung, die einerseits durch die Inlandsnachfrage im Ausland verursachte Emissionen hinzuzählt, andererseits von der Auslandsnachfrage im Inland veranlasste Emissionen abzieht, ergibt sich für Deutschland ein um rund ein Drittel erhöhtes Emissionsvolumen.

Im Kontext der Alt-Lastung machte das Gericht auch deutlich, dass für die globale Durchschnittstemperaturentwicklung wegen der Beständigkeit von Altemissionen in der Atmosphäre weniger das Zieljahr der Klimaneutralität ausschlaggebend ist. Entscheidend für das Bremsen der Erderwärmung ist vielmehr, dass bis dahin ein kritischer Bestand an CO₂-Emissionen in der Atmosphäre nicht überschritten wird. Dazu stehe weltweit nur noch ein Restbudget zur Verfügung.¹¹ Vor diesem Hintergrund qualifiziert das Bundesverfassungsgericht das auf Deutschland heruntergebrochene CO₂-Restbudget als eine für die deutsche Politik relevante Zielgröße.¹² Das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) ermittelte, ab 2020 verbleibende nationale Restbudget von 6,7 Gigatonnen¹³ – habe für die Politik wegen verbliebener wissenschaftlicher Unsicherheiten zwar nicht den Charakter eines verbindlich einzuhaltenden Schwellenwertes.¹⁴ Dennoch müsse der Grenzwert vor allem auch hinsichtlich der Verteilung der intergenerativen Anpassungslasten ausdrücklich gewürdigt werden:¹⁵ „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.“¹⁶ Bezogen auf das vor Gericht konkret beanstandete Klimaschutzgesetz 2019 und die darin bis 2030 zugelassenen Emissionen ergäben sich demnach erhebliche Zweifel daran, dass die Berücksichtigung der Interessen zukünftiger Generationen ausreichend stattgefunden habe.¹⁷

Die Unverhältnismäßigkeit der intergenerativen Lastenverteilung hat das Verfassungsgericht veranlasst, eine Politikkorrektur einzufordern, bei der das Nachhaltigkeitsziel stärker gewichtet werden muss: „Unter diesen Umständen muss der Gesetzgeber (...) Vorkehrungen zur grundrechtsschonenden Bewältigung der nach 2030 drohenden Reduktionslast treffen. (...) Praktisch verlangt die Schonung künftiger Freiheit hier den Übergang zu Klimaneutralität rechtzeitig einzuleiten.“¹⁸ Zudem bedürfe es im Gesetz einer besseren Konditionierung von Forschung, Wirtschaft und Bürgern durch eine vorrausschauende, detailliertere Planung des Transformationsprozesses über das Jahr 2030 hinaus.

⁹ Eigene Berechnung auf Basis der Daten von BP, Statistical Review of World Energy, July 2021.

¹⁰ Vgl. Quarks (2020) und Umweltbundesamt Wien (2020, S. 54).

¹¹ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b RN 219): So habe der Weltklimarat „(...) für eine 67%ige Wahrscheinlichkeit, die Erderwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, ab dem Jahr 2018 ein globales CO₂-Restbudget von 420 Gigatonnen und für ein 2 °C-Ziel ab 2018 ein Restbudget von 1.170 Gigatonnen geschätzt (...)“

¹² Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021, III, 2a).

¹³ SRU (2020, S. 52) in: Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 219). Das Budget wurde vom SRU abgeleitet aus einer Zwei-Drittel-Wahrscheinlichkeit, die Erderwärmung auf 1,75 ° Celsius zu begrenzen, und heruntergebrochen mit dem Weltbevölkerungsanteil Deutschlands als zwar diskussionswürdigem, aber nach Einschätzung des Gerichts dennoch zulässigem Kriterium.

¹⁴ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 237).

¹⁵ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 229).

¹⁶ Vgl. Bundesverfassungsgericht (2021b, RN 192).

¹⁷ Bezüglich der intergenerativen Lastenverteilung verhält sich das Bundesverfassungsgericht allerdings paradox. Dies ist für die Glaubwürdigkeit des höchsten deutschen Gerichts äußerst problematisch. Im Umweltschutz müsse die nächste Generation beachtet werden, bei der Staatsverschuldung und der dazu im Grundgesetz festgeschriebenen Schuldenbremse gelte dies aber nicht, obwohl es eine ökonomische Binsenwahrheit ist, dass nur über Schulden eine gerechte Beteiligung von heute notwendigen Investitionen bezogen auf die nächsten Generationen gewährleistet werden kann. „Da (...) künftige Generationen von öffentlichen Investitionen profitieren, wozu insbesondere auch Bildungsinvestitionen, Infrastrukturmaßnahmen und der ökologische Umbau der Energieversorgung (...) zählen, ist es – sofern die Verschuldung zur Investitionsfinanzierung mobilisiert wird – nicht korrekt zu behaupten, die nachfolgenden Generationen würden nur mit den Staatsschulden belastet. Sie kommen schließlich auch in den Genuss der kreditfinanzierten Leistungen und Güter“ (Bontrup/Marquardt (2021, S. 748). Hier wird vom Bundesverfassungsgericht die restriktiv wirkende Schuldenbremse jedoch nicht moniert.

¹⁸ Bundesverfassungsgericht (2021, RN 142, RN 247 und 248).

Auch in der Abwägung zu anderen gesellschaftspolitischen Zielen zieht das Bundesverfassungsgericht 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.“¹⁹ Dies bedeutet, dass die anderen beiden Ziele des energiewirtschaftlichen Dreiecks, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit, im Zweifelsfall dem Klimaschutz unterzuordnen wären, es sei denn, deren Verfehlungen würden mit Grundrechtseinschränkungen oder vergleichbar weitreichenden Folgen einhergehen. Insofern bewegt sich etwa der aktuelle Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck mit seiner angesichts des Ukraine-Kriegs geäußerten Position, dass „im Zweifel die Versorgungssicherheit wichtiger als Klimaschutz“²⁰ sei, rechtlich auf „dünnem Eis“.

Das Verfassungsgerichtsurteil hat den klimapolitischen Handlungsdruck auf jeden Fall erheblich verschärft. Bemerkenswerter Weise reagierten gleich mehrere politische Entscheidungsträger mit Erleichterung auf die Schelte des Gerichts, geradezu so, als wäre man froh, dass nun die Verantwortung für eine schärfere ökologische Gangart von der Jurisdiktion abgenommen worden sei. Als hätte dieser in einer Schublade nur darauf gewartet, wurde schon kurze Zeit später ein ambitionierterer Klimaschutzgesetz-Entwurf vorgelegt (vgl. Kap. 1.5).

1.3 Neue Akzente für die Zielhierarchie im „Osterpaket“ 2022

Durch den Regierungswechsel im Jahr 2021 sind insbesondere unter der Federführung des Ministers für Wirtschaft und Klimaschutz, Robert Habeck, neue Akzente in der Gewichtung energiepolitischer Ziele gesetzt worden. Angesichts des schleppenden Fortschritts bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen sah bereits der Koalitionsvertrag vor: „Wir machen es zu unserer gemeinsamen Mission, den Ausbau der Erneuerbaren Energien drastisch zu beschleunigen und alle Hürden und Hemmnisse aus dem Weg zu räumen.“²¹ Bis zum Jahr 2030 sollen demnach die EE 80 % des deutschen Bruttostromverbrauchs befriedigen. Zur Konkretisierung wurde durch das BMWK für April 2022 ein Energiesofortmaßnahmenpaket (Osterpaket) angekündigt.²²

Durch den Einmarsch russischer Truppen am 24.2.2022 in die Ukraine, hatte sich der energiepolitische Rahmen jedoch nachhaltig geändert. Die politischen und wirtschaftlichen Beziehungen zum Aggressor Russland werden derzeit grundlegend neu geordnet. Der bislang als Lieferant fossiler Rohstoffe willkommenen Handelspartner soll von nun an politisch isoliert und wirtschaftlich boykottiert werden. Im Zuge der ausgelösten Debatte über ein Energieembargo gegen Russland wurde aber schnell deutlich, dass die zuvor aus wirtschaftlichen Gründen forcierten russischen Energieimporte Deutschland in eine starke energiepolitische Abhängigkeit gebracht haben: Die Eigenversorgung mit fossilen Energieträgern ist hierzulande – abgesehen von der Braunkohle – ohnehin schon rudimentär. Nach Angaben des Umweltbundesamtes musste Deutschland im Jahr 2020 rund 94 % seines Naturgasverbrauchs (Erdgas, Erdöl, Grubengas), 98 % seines Mineralölverbrauchs und 100 % seines Steinkohleverbrauchs importieren.²³ Unter den Lieferländern dominierte – insbesondere bei Steinkohle und Erdgas – die Russische Föderation (vgl. Abb. 1.3).²⁴ Diese Abhängigkeit von Russland bei Basisgütern veranlasste die deutsche Regierung mit Blick auf die Versorgungssicherheit zu einem nur zögerlichen Boykott-Verhalten und zugleich verstärkten Bemühungen um weltweite Substitute. Gerade die sich zunehmend bedroht fühlenden osteuropäischen Länder, die mit Blick auf den Ausbau der Gaspipeline Nord-Stream 2 stets vor einem weiteren Verfestigen der deutschen Abhängigkeiten gewarnt hatten, beklagten diese deutsche Halbherzigkeit beim Embargo. Ihrer Einschätzung nach könne nur ein konsequenteres Verhalten die Finanzierungsquellen für Russlands Krieg trockenlegen.

¹⁹ Bundesverfassungsgericht, a.a.O., III, 2 a).

²⁰ Robert Habeck zitiert in: Handelsblatt (4.3.2022, S. 19.)

²¹ Bundesregierung (2021, Zeilen 1801-1802).

²² Vgl. BMWK (2022).

²³ Vgl. Umweltbundesamt (2022).

²⁴ Seit 2016 wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle keine offizielle Statistik mehr über die Herkunft deutscher Erdgasimporte zur Verfügung gestellt. Daher musste auf die BP-Daten ausgewichen werden.

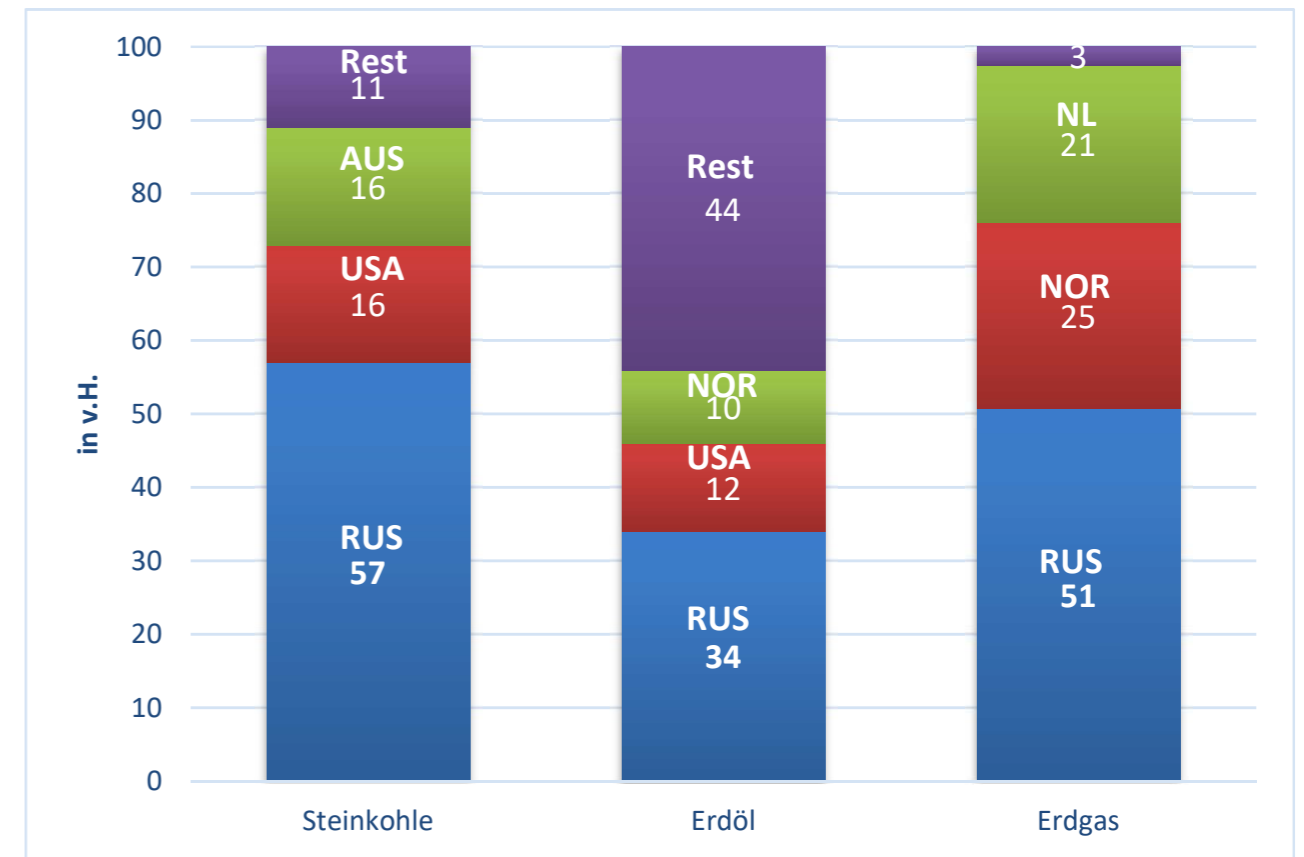


Abb. 1.3: Importanteile fossiler Energieträger in Deutschland

Quelle: BP, Statistical Review of World Energy, July 2021; EWU (2022) und eigene Berechnungen.

In Anbetracht des zunehmenden internationalen Drucks auf Deutschland zur verschärften Embargopolitik, aber auch der Erfahrungen des Ausgeliefertseins in den beiden Ölkrisen der 1970er Jahre, hat die Regierung ihre energiepolitische Ausrichtung überdacht. In der Schlussfolgerung erschien der Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung hin zu EE nun nicht nur wegen der schleppenden Erfolge im Kampf gegen den Klimawandel, sondern auch mit Blick auf die geostrategische Unabhängigkeit umso dringender. Im „Osterpaket“ wurde erklärt: „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.“²⁵ In anderen Worten: im Abwägungsprozess mit dem Schutz von Landschaften, Tieren und Boden, eventuell aber auch mit individuellen Beeinträchtigungen soll dem Ausbau der EE grundsätzlich Vorrang gegeben werden. Der Klimaschutz wird somit verbunden mit dem Streben nach geostrategischer Unabhängigkeit und soll über Natur- und Artenschutz stehen.

²⁵ BMWK (2022, S. 2).

1.4 Sachstand zur energiepolitischen Zielhierarchie

Zusammenfassend resultieren aus den Vorgaben des Bundesverfassungsgerichts, den nur unbefriedigenden klimapolitischen Fortschritten und der weltpolitischen Neuordnung nach dem Einmarsch in die Ukraine folgende Eckpunkte für die zukünftige Energie- und Klimapolitik:

- Klimaneutralität dominiert in der Hierarchie die Ziele der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit, es sei denn durch deren Verletzung ergeben sich ebenfalls Grundrechtseinschränkungen oder Einschränkungen mit vergleichbarer Schwere. Bezogen auf eine Gefährdung der Versorgungssicherheit geht 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 Abwägung vorstellbar wäre. Zumindest die Frage, ob Deutschland sich die Energiewende überhaupt leisten kann, ist aber mehr oder weniger zweitrangig geworden.
- Klimaneutralität und geostrategische Unabhängigkeit erfordern den beschleunigten Ausbau der EE, der zum Gegenstand eines „überragenden öffentlichen Interesses“ deklariert wird, hinter dem zukünftig auch Natur-, Landschafts- und Artenschutz zu-rückstehen sollen.
- Das in der Öffentlichkeit viel beachtete Zieljahr für die Klimaneutralität ist von nachgeordneter Bedeutung. Wegen der kumulativen Wirkung von Emissionen in der Atmosphäre ist es wichtiger, das deutsche CO₂-Restbudget einzuhalten. Dieses lässt sich nur sehr grob auf gut 6 Gt CO₂ (ab 2021 bzw. 6,7 Gt ab 2020) abschätzen. Ohne damit in dieser Größenordnung verbindlich zu sein, ist es aber mit Blick auf die intergenerative Lastenverteilung zu berücksichtigen. Welche Herausforderungen hier anstehen, verdeutlicht die Tatsache, dass allein im Wirtschaftskrisenjahr 2020 in Deutschland rund 0,7 Gt an CO₂-Äquivalenten) emittiert wurden.
- Die Inanspruchnahme des Restbudgets muss im Zeitablauf zu einer intergenerativ ausgewogenen Lastenverteilung führen, wobei die ursprüngliche Planung der Regierung im Klimaschutzgesetz, bis zum Jahr 2030 die CO₂-Emissionen um 55 % zu reduzieren, unzureichend war.
- Halbherzige Klimaschutzanstrengungen im Ausland dürfen nicht zur Rechtfertigung herangezogen werden, in den eigenen klimapolitischen Bemühungen nachzulassen.
- Angesichts von Trägheiten in den technologischen Anpassungsprozessen und Innovationsfortschritten bedarf es frühzeitiger Planungssicherheit durch möglichst detaillierte Zielvorgaben, die auch über das Jahr 2030 hinausgehen müssen.

Nun aber darauf zu hoffen, der Prozess wird – wie im Narrativ vom harmonischen Dreiklang (s.o.) – vor allem auch mittelfristig reibungslos funktionieren, ist Wunschdenken. Politische, wirtschaftliche und individuelle Widerstände sowie technologische und finanzielle Restriktionen verhindern dies (vgl. Kap. 3 und 4).

1.5 Konkrete Zielvorgaben der deutschen Energie- und Klimapolitik

Der in den 1970er Jahren angestoßene Prozess einer Energiewende lässt sich in drei, sich teilweise überschneidende, aber unterschiedliche Akzente setzende Phasen einteilen:

- Im Zuge einer „kleinen Energiewende“ wurden in den 1990er Jahren politische Bemühungen vorrangig zur Umgestaltung der Stromversorgung (weg von der Atomkraft hin zu mehr EE) eingeleitet. Eine parallele Dekarbonisierung der Energieversorgung wurde im Rückblick auf die beiden Ölkrisen der 1970er Jahre primär mit Blick auf die Unabhängigkeit von Öl- und Gaslieferanten, aber auch zur (regionalen) Luftreinhaltung angestrebt. Die Klimaproblematik spielte in der politischen Wahrnehmung noch eine untergeordnete Rolle.
- Die „große Energiewende“ wurde mit der Reaktorkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 eingeläutet. Der infolgedessen beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie und die allmählich auf der Agenda immer weiter vorrückende Klimaschutzproblematik akzentuierten die Notwendigkeit zum Ausbau der EE und in Verbindung damit auch zum Ausbau der Stromnetze. Explizit deklarierte Oberziele der Politik wurden, nach der Suspendierung einer zwischenzeitlich beschlossenen Laufzeitverlängerung der KKWs, der Atomausstieg und die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Zugleich öffnete sich die Politik beim Verfolgen dieser Oberziele allmählich einer ganzheitlicheren Betrachtung der Energieversorgung. Neben dem Strom- wurde nun auch dem Wärme- und Mobilitätssektor sowie dem Energiesparen größere Aufmerksamkeit zugewandt.
- Spätestens mit dem Pariser Klimagipfel von 2015 hat sich ohnehin eine holistischere Betrachtung etabliert, wonach in der politischen Gestaltung alle Bereiche der Energieversorgung – und zwar auch in ihrer gegenseitigen Abhängigkeit – zu berücksichtigen sind. Nach dem mittlerweile weitgehend abgeschlossenen Atomausstieg steht – abgeleitet aus der Verpflichtung, mit dazu beizutragen, den weltweiten Temperaturanstieg auf maximal 2°C, besser aber auf 1,5°C zu begrenzen –, als Oberziel im Fokus, die klimaschädlichen Treibhausgasemissionen²⁶ zurückzuführen bzw. klimaneutral zu werden. Hierbei geht es nicht mehr nur um eine Neugestaltung der Stromversorgung, sondern um die Transformation der kompletten Energieversorgung.

Der Transformationsprozess der Energieversorgung in Deutschland baut dabei auf vier zentralen Bausteinen auf.²⁷

- Zu ihren Oberzielen erklärte die Politik:
 - den Ausstieg aus der Kernkraft
 - und die Verringerung der Treibhausgasemissionen, um damit einhergehend zum Abbremsen des globalen Temperaturanstiegs und dem Klimaschutz beizutragen.
- Wichtige Unterziele (mit Instrumentalcharakter für die Oberziele) waren dabei:
 - die Dekarbonisierung der Energieversorgung
 - und der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE), um Versorgungslücken aus dem KKW-Ausstieg und der Dekarbonisierung auszugleichen.

²⁶ Im Positionspapier wird der Einfachheit halber zumeist nur auf die CO₂-Emissionen fokussiert. Genaugenommen geht es aber um die Reduktion aller CO₂-schädlichen Treibhausgase, also auch von Methan, Lachgas und die fluorierten Treibhausgase (sogenannte F-Gase). Vgl. Umweltbundesamt (2021). Mit einem Anteil von hierzulande gut 87 % unter all diesen Emissionen steht allerdings CO₂ im Mittelpunkt der politischen Anstrengungen. Die politischen Zielsetzungen zum Vermeiden von Treibhausgasemissionen beziehen sich aber auf alle Gase und wurden vorher in CO₂-Äquivalente umgerechnet.

²⁷ Vgl. zu den nachfolgenden Ausführungen Bontrup/Marquardt (2015b, S. 9 ff. und 119 ff.).

1.5.1 Oberziel Atomausstieg

1.5.1.1 Zielvorgaben

Unter der Federführung des damaligen Bundesumweltministers Jürgen Trittin wurde im Jahr 2000 ein „Atomkonsens“ zwischen der rot-grünen Bundesregierung und den KKW-Betreibern erzielt, auf dessen Grundlage im Jahr 2002 das Atomausstiegsgesetz verabschiedet wurde. Ausschlaggebend waren gewachsene Bedenken gegenüber dieser Technologie. Der Brand im britischen Meiler von Windscale im Jahr 1957, bei dem auch Radioaktivität freigesetzt wurde, und auch die partielle Kernschmelze im Jahr 1979 in der Reaktoranlage „Three Mile Island“ im amerikanischen Harrisburg lagen zwar schon längere Zeit zurück. Mit dem GAU von Tschernobyl im Jahr 1986 wurden aber auch diese Störfälle wieder in Erinnerung gerufen. Die Bevölkerung war aufgeschreckt, ihr Risikobewusstsein geschärft und die Positionen über die Vor- und Nachteile der Atomkraft wurden neujustiert.²⁸ Hinzu kamen die nach wie vor ungeklärte Endlagerproblematik, die Auslandsabhängigkeit von Uranlieferungen und der Wiederaufbereitung verwendeter Brennstäbe, die Gefahr der Proliferation, die unüberschaubaren Kosten des späteren KKW-Rückbaus und die bestenfalls halbherzig gelöste Frage nach einer angemessenen Betreiber-Versicherung.

Angesichts dessen verhängte die Politik ein Neubauverbot für KKW. Überdies wurde unter Zuteilen von noch zu produzierenden Reststrommengen nach dem Atomgesetz § 7 Abs. 1 (in der Fassung vom 22.4.2002), ein automatisches Erlöschen der „Berechtigung zum Leistungsbetrieb zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ vorhandener KKW beschlossen, so dass der letzte Reaktor ungefähr im Jahr 2022 vom Netz gegangen wäre.

Mit dem Regierungswechsel im Jahr 2009 wurde dieser „Atomkonsens“ von der damaligen CDU/CSU/FDP aufgekündigt.²⁹ Als Bestandteil des „Energiekonzeptes 2010“ wurden nun die KKW als unvermeidbare „Brückentechnologie“ dargestellt. Diese Entscheidung hielt die Regierung für „das geeignete Instrument, um auch im Stadium des Übergangs in das regenerative Zeitalter das Ziel einer wirtschaftlichen, sauberen und sicheren Energieversorgung zu erreichen“.³⁰ Im Oktober 2010 wurde so eine Laufzeitverlängerung vereinbart, bei der die 17 deutschen KKW im Durchschnitt 12 Jahre länger hätten produzieren dürfen. Der letzte Reaktor wäre hierzulande wohl erst 2037 abgeschaltet worden.

Schon ein halbes Jahr nach dem Abschluss des die Laufzeitverlängerung flankierenden „Förderfondsvertrags“ vollzog die Bundesregierung wegen der Reaktorkatastrophe von Fukushima eine spektakuläre Kehrtwende.³¹ Die Tatsache, dass sich selbst im Hochtechnologieland Japan ein derartiger Unfall ereignen konnte, unterminierte hierzulande in Politik und Gesellschaft erneut das Vertrauen in die Kernkraft. Die zuvor zugestandenen zusätzlichen Strommengen wurden komplett aufgehoben. Stattdessen soll die Kernenergie-Verstromung zeitlich gestaffelt und nun sogar befristet auf ein festes Enddatum (31.12.2022) eingestellt werden. Die während eines sofortigen Moratoriums abgeschalteten sieben Anlagen sowie die nach Zwischenfällen zuvor schon stillstehenden Kraftwerke Krümmel und Brunsbüttel durften nicht mehr ans Netz gehen.

²⁸ Zur grundsätzlichen Problematik der Atomkraft als Energiequelle vgl. Hennicke/Müller (2005).

²⁹ Vgl. Bontrup/Marquardt (2015b, S. 129).

³⁰ Bundesregierung (2010, S. 1).

³¹ Vgl. Bontrup/Marquardt (2012 und 2015b).

1.5.1.2 Zielerreichung

Als Folge des Ausstiegsbeschlusses hat sich die installierte Bruttoleistung der KKW bis zum Beginn des Jahres 2022 von etwa 22 GW auf gut 4 GW verringert (vgl. Abb. 1.4). Von 2010 bis 2021 hat sich die eingespeiste Leistung bereits von etwa 141 TWh/a auf 69 TWh/a mehr als halbiert. Der 2021 verbliebene Beitrag zur gesamten deutschen Stromerzeugung lag so bei 12 %. Die derzeit noch laufenden drei Kernkraftwerke (Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland) werden – sofern der Ukraine-Krieg nicht zu einem erneuten Umdenken führt – bis zum Jahresultimo 2022 ebenfalls abgeschaltet und dürften bis dahin noch knapp 6 % der Stromversorgung des Jahres beisteuern.

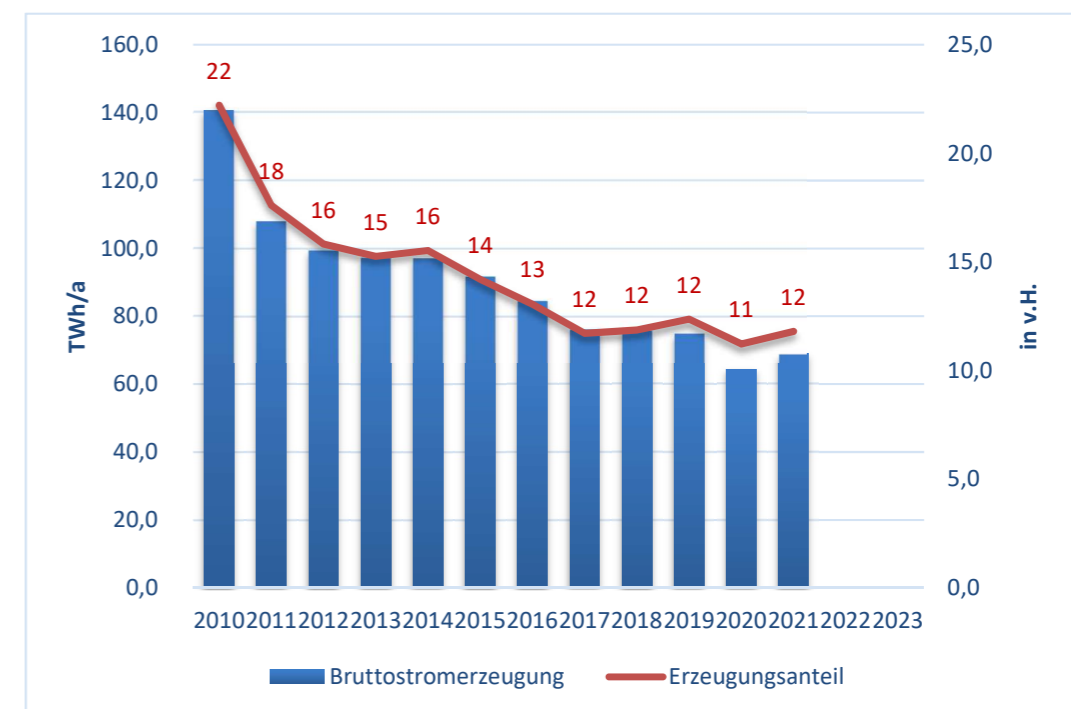
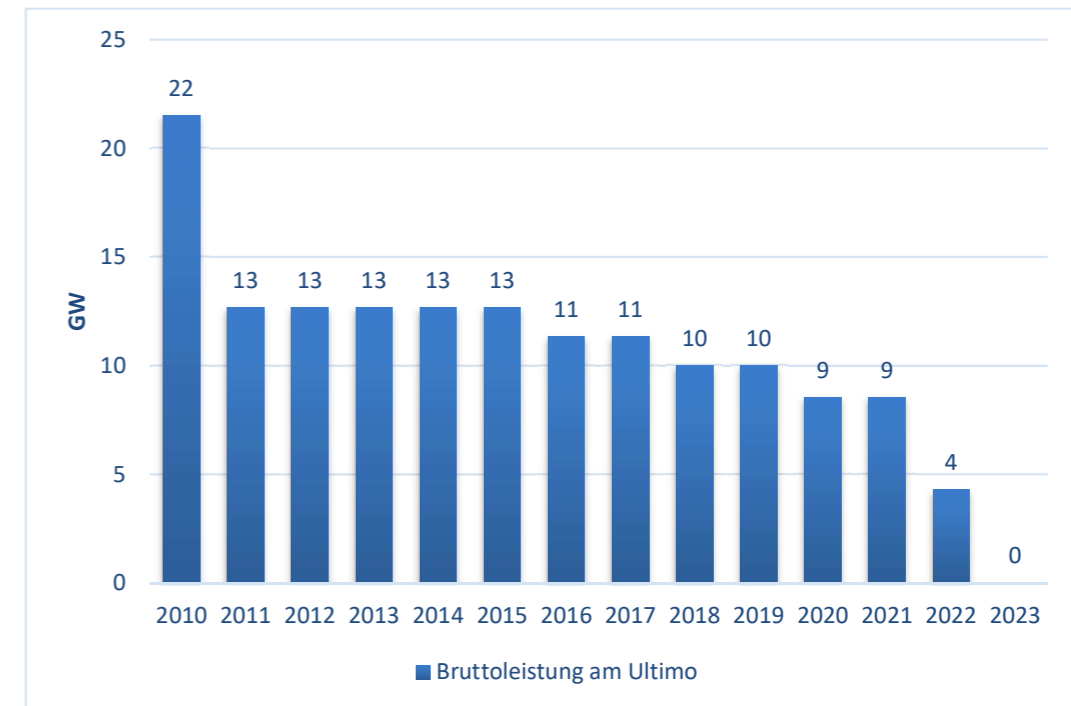


Abb. 1.4: KKW in Deutschland, eigene Darstellung

Quelle: BMWi, eigene Darstellung und eigene Berechnungen.

Mit dieser Entwicklung ist der Atomausstieg hierzulande weitgehend vollzogen. Ein Reaktivieren der bis Ende 2019 vom Netz genommenen Kraftwerke erscheint kaum denkbar. Ihr Rückbau ist zu weit fortgeschritten, wie anhand des im Jahre 2019 abgeschalteten Kraftwerks in Philippsburg festgestellt werden kann. Hier fand bereits die Sprengung des Kühlturms statt.

Bis zum Ausbruch des Ukraine-Kriegs galt auch eine Laufzeitverlängerung der im Jahr 2022 noch am Netz befindlichen bzw. eine Reaktivierung der im Jahr zuvor abgeschalteten drei Kraftwerke als unwahrscheinlich. Kaum jemand wollte dieses politisch brisante Kapitel noch einmal aufschlagen, erst recht nicht die seit Ende 2021 mitregierenden Grünen.

Selbst der Ukrainekrieg und drohende Engpässe in der Versorgung mit den Primärenergieträgern Kohle und Erdgas aus Russland haben in der Regierung, trotz einer intensiven Debatte darüber, bislang zu keinem Positionswechsel geführt. Der Bundeswirtschaftsminister von Bündnis 90/Die Grünen hatte sich in diesem Kontext zwar gegen „Denktabus“³² ausgesprochen. Dennoch ergab eine Prüfung des Bundeswirtschafts- und des Bundesumweltministeriums: „Beide Ministerien kommen zu dem Ergebnis, dass eine Verlängerung der Laufzeiten nur einen sehr begrenzten Beitrag zur Lösung des Problems leisten könnte, und dies zu sehr hohen wirtschaftlichen Kosten, verfassungsrechtlichen und sicherheitstechnischen Risiken. Im Ergebnis einer Abwägung von Nutzen und Risiken ist eine Laufzeitverlängerung der drei noch bestehenden Atomkraftwerke auch angesichts der aktuellen Gaskrise nicht zu empfehlen.“³³

Denn bei den im Jahr 2021 abgeschalteten Kraftwerken wären nach Ablauf der Betriebsgenehmigung zum Wiederaufstart aufwendige und zeitintensive Sicherheitsprüfungen erforderlich.³⁴ Das trüfe auch für die letzten drei noch laufenden Meiler zu, deren turnusmäßige Sicherheitsprüfung im Jahr 2019 ausnahmsweise wegen des geplanten Abschalttermins ausgesetzt wurde. Es müsste zudem im Gesetzgebungsverfahren das Atomgesetz geändert werden und dabei rechtlich begründet werden, weshalb die bisherige für das Abschalten geltend gemachte Risikoabwägung nun nicht mehr gültig ist. Eine schnelle Überbrückung von kurzfristigen Engpässen wäre auf diesem Weg nicht in Sicht, zumal die benötigten Brennelemente wohl frühestens im Laufe des Jahres 2023 zur Verfügung stünden.

Auch ist das Interesse der KKW-Betreiber, die schließlich überaus großzügig für den Ausstieg entschädigt wurden,³⁵ an einem Weiterbetrieb verhalten, zumal es sich nur um eine vorübergehende Verlängerung handeln soll und im Zuge der erforderlichen Sicherheitsprüfungen eventuell neuer Investitionsbedarf in aktuelle Sicherheitstechnologie bestünde. Während sich E.ON und EnBW als Betreiber der noch laufenden KKW's eher bedeckt hielten, schloss RWE dies sogar kategorisch aus. Ohnehin wären für eine Laufzeitverlängerung neue Brennstäbe erforderlich, die wiederum nicht mit einem nur kurzfristigen Einsatz, sondern mit einem längerfristigen Weiterbetrieb verbunden wären.

Außerdem komme es – so die Prüfung der beiden Bundesministerien – in der Unabhängigkeitsfrage primär darauf an, den Gasverbrauch zu reduzieren. Angesichts der hohen Gaspreise werden aber Gaskraftwerke derzeit selten zur Stromproduktion eingesetzt. Insofern sei ein unmittelbarer Ersatz von Strom aus Gaskraftwerken durch zusätzlichen Atomstrom nur wenig zielführend.

Allerdings ist die gesellschaftliche Unterstützung für den Atomausstieg in Deutschland – und zwar schon vor dem Kriegsausbruch in der Ukraine – nicht mehr so eindeutig wie nach der Havarie in Fukushima. Hielten einer Allensbach-Umfrage zufolge 2012 noch 73 % der Deutschen den Ausstieg für richtig, ist die Zahl der Befürworter hierzulande schon Mitte 2021 auf 56 % geschrumpft.³⁷ Mit ausschlaggebend für den schwindenden Rückhalt dürfte zum einen die Ankündigung vieler Staaten gewesen sein, die Atomkraft in Zukunft verstärkt als CO₂-freie Brückentechnologie für den Ausstieg aus der fossilen Verstromung einzusetzen.³⁸ Die ablehnende Haltung der Bundesregierung stößt demnach international auf wenig Rückhalt. Ein Review des europäischen Umfeldes zeigt, dass hier die überwiegende Zahl der Staaten entweder offizielle oder zumindest tendenzielle Kernkraftbefürworter sind (vgl. Abb. 1.5).

³² Robert Habeck zitiert in *Deutsche Welle* (2022).

³³ BMWK/BMUV (2022a).

³⁴ Vgl. BMWK/BMUV (2022b).

³⁵ Hier wurden die KKW-Betreiber auf Basis des Abschlussberichts der „Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs“ (KFK) Übergabebürden zu Lasten der Steuerzahler bevorteilt, da sie nicht adäquat an den Ewigkeitskosten (Entsorgung des Atommülls beginnend mit der Zwischenlagerung des fachgerecht verpackten Atomabfalls bis hin zur Endlagerung) beteiligt worden sind. Vgl. Bontrup (2016).

³⁶ Handelsblatt (1.3.2022; S. 10f.)

³⁷ Die Welt (2.6.2021). Allerdings lag der Anteil derer, die den Ausstieg rückblickend für falsch halten, nur bei 25 %.

³⁸ Vgl. Tagesschau (15.12.2020).

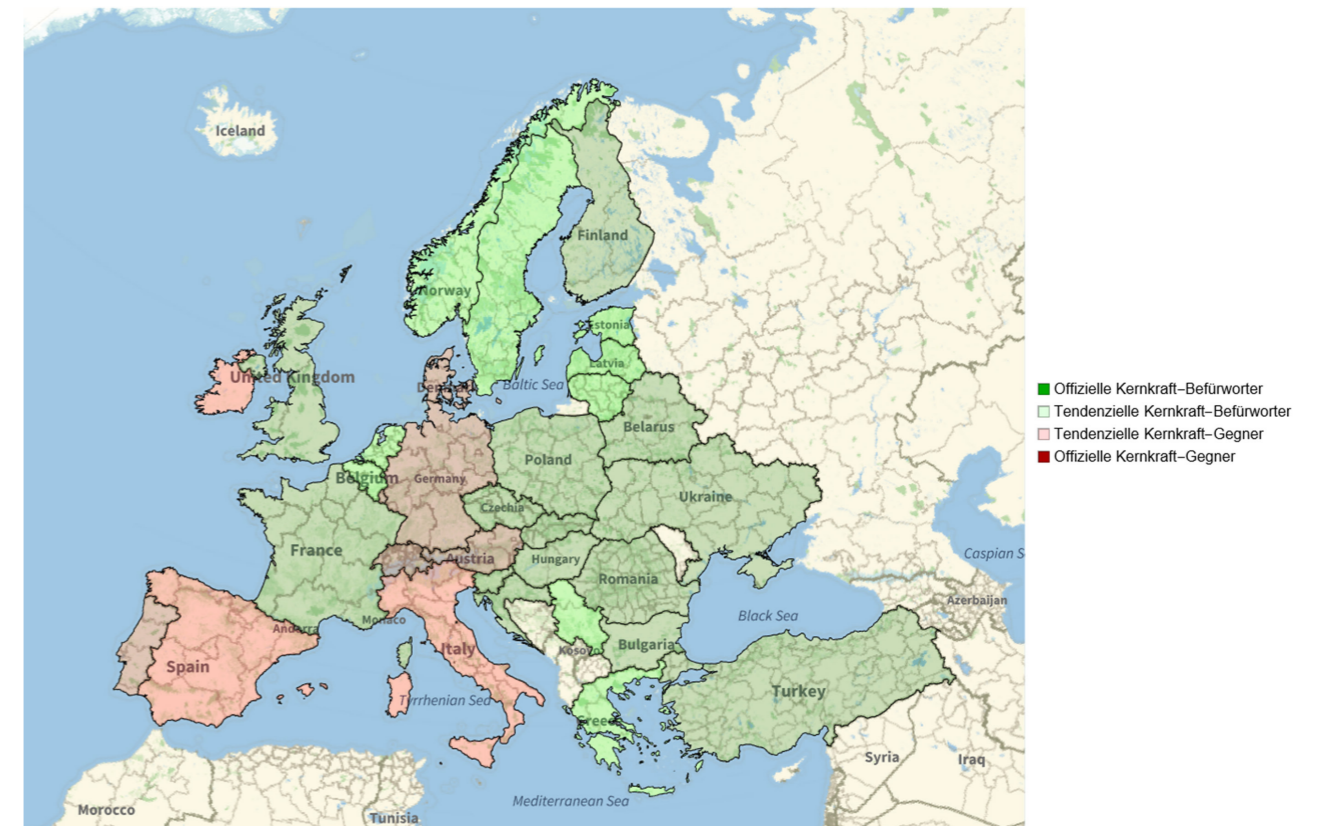


Abb. 1.5: Kernkraftbefürworter und -Gegner im europäischen Umfeld
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Fischer (2022).

Selbst der Weltklimarat äußert sich in seinem allerdings noch nicht vollständig freigegebenen Entwurf „Climate Change 2022“ mit Blick auf die Emissionsproblematik von fossilen Alternativen wenig zurückhaltend gegenüber der Kernkraft: „Multiple energy supply options are available to reduce emissions over the next decade (high confidence). Nuclear power and hydropower are already established technologies (TS. 56, Zeile 32 (...)) Nuclear contributions may be enhanced by new generations of reactors, e.g., Generation III, and small modular reactors (S. 1-25, Zeile 4 (...)) Also, nuclear power can be part of a mitigation strategy (S. 3-47, Zeile 14).“³⁹

Insbesondere gestützt von der französischen Regierung wird auch aus der EU-Kommission Druck ausgeübt, Deutschland möge seine Abwehrhaltung nochmals prüfen. Gegen deutschen Widerstand ist die Kernenergie-Verstromung im Rahmen der „Sustainable Finance Taxonomie“ sogar als nachhaltige und damit förderungswürdige Technologie eingestuft worden. Zum anderen bewirkte der KKW-Ausstieg – erst recht in Verbindung mit einer wetterbedingt schwachen Windenergieausbeute im Jahr 2021 – hierzulande einen Zuwachs der CO₂-Emissionen, weil verstärkt fossile Kraftwerke ins Netz einspeisen mussten. Die Versorgungsproblematik mit fossilen Primärenergieträgern im Gefolge des Ukrainekriegs haben den Stimmungsumschwung zusätzlich forciert. Nach einer Umfrage von YouGov befürworteten demnach im April 2022 59 % eine Laufzeitverlängerung der noch laufenden KKW's, während sie nur noch von 39 % abgelehnt wurde.⁴⁰ Dem Meinungsforschungsinstitut Civey zufolge gibt es sogar 70 % an Zustimmung für längere Laufzeiten.⁴¹

³⁹ IPCC (2022).

⁴⁰ Vgl. YouGov (2022).

⁴¹ Vgl. Zeit Online (11.3.2022).

Die sich angesichts dessen im Aufwind fühlenden Protagonisten einer grundsätzlichen KKW Renaissance übersehen unseres Erachtens nach jedoch zuweilen, dass es sich bei den Bauvorhaben - zumindest im europäischen Ausland - bislang vielfach um reine Ankündigungen handelt. Ob sie angesichts der ausufernden Baukosten und Bauzeitverlängerungen umgesetzt werden, muss abgewartet werden. Diesbezüglich ist die Entwicklungsgeschichte des letzten in Europa tatsächlich weitgehend abgeschlossenen KKW-Projektes bezeichnend: Der Reaktor im finnischen Olkiluoto sollte mit einer Leistung von 1,6 GW bereits im Jahr 2009 ans Netz gehen. Aufgrund von Bauverzögerungen und neuen Sicherheitsauflagen wird nun aber erst für Sommer 2022, also mit 13-jähriger Verspätung, mit einer regulären Betriebsaufnahme gerechnet. Auch die ursprüngliche Kostenkalkulation von rund 3 Mrd. EUR erwies sich als unhaltbar. Inzwischen wird eher von 9 Mrd. EUR ausgegangen. Noch extremer laufen die Kosten in Großbritannien aus dem Ruder. In Hinkley Point sollen zwei Kraftwerksblöcke entstehen. In den ursprünglichen Konsultationen wurden dafür 4 Mrd. £ veranschlagt, mittlerweile geht der verantwortliche Bauherr Electricité de France von 23 Mrd. £ aus.⁴² Auflagen und Nachbesserungen aufgrund von Sicherheitsbedenken machen offenbar die Kostenkalkulation zu einem Vabanque-Spiel für Investoren. Selbst bei einem Politikumschwung in Deutschland wäre es fraglich, ob sich überhaupt private Investoren fänden, um neue KKW's zu bauen. Außerdem wären die Bauzeiten für neue KKW's auch (oder besser: „gerade“) in Deutschland so lang, dass sich neue KKW's allein schon aus diesem Grund als Brückentechnologie für den geplanten umfassenden Kohleausstieg bis in die 2030er Jahre (vgl. Kap. 1.5.2) hierzulande kaum anbietet.

Vergleichsweise neu in der Debatte über eine Renaissance der Atomenergie ist die Idee, in Zukunft Mini-KKW-Reaktoren zu bauen und als zuverlässige Stromlieferanten einzusetzen. Allerdings sind die Reaktoren technisch und wirtschaftlich noch nicht ausgereift. Als Überbrückungslösung zur Versorgungssicherheit angesichts der aktuellen Lieferengpässe fossiler Energieträger fällt diese Option aus. Zudem bleiben die oben genannten Risiken und Nachteile grundsätzlich bestehen. Im Fall einer Havarie droht dann zwar kein zentriertes „Klumpenrisiko“ mehr. Dafür erfordert die Dezentralität einen Mehrbedarf an operativem Personal und damit nicht nur eine in Summe höhere menschliche Fehleranfälligkeit, sondern auch die verstärkte Gefahr der Proliferation. Der Beschuss eines KKW's in der Ukraine durch die russische Armee verdeutlicht zudem, dass sicherheitstechnische Bedenken nicht nur wegen der Gefahr von Unfällen bestehen, sondern auch wegen der Gefahr gezielter Sabotage, die bei vielen kleinen KKW's ungleich höher wäre.

Obendrein wird im Zusammenhang mit der Abhängigkeit von russischen Zulieferungen in der Energieversorgung ein weiteres Problem relevant. Denn mit Blick auf das im KKW-Betrieb benötigte angereicherte Uran besteht ebenfalls eine hohe Abhängigkeit von Russland.⁴³ Rund 43 % des angereicherten Urans für KKW's stammen aus Russland. Bei hoch angereichertem Uran, das für die modernen, kompakten Mini-KKW's benötigt wird, ist Russland sogar der einzige kommerzielle Anbieter. Dabei resultiert die russische Vormachtstellung weniger aus dem eher begrenzten Bestand an Uranvorkommen als vor allem aus einem großen Technologievorsprung in der Anreicherung.

1.5.2 Oberziel Reduktion der THG-Emissionen

1.5.2.1 Zielvorgaben

Die Erderwärmung stellt eine globale Bedrohung dar, die sich dem Verursacherprinzip weitgehend entzieht und ein typisches Trittbrettfahrerdilemma auslöst: Treibhausgasemissionen machen nicht an Staatsgrenzen halt. Wer viel emittiert, trägt die dadurch verursachten Lasten nicht allein. Wer sich hingegen als einzige Nation mit viel Aufwand der Emissionsreduktion widmet, genießt im Umkehrschluss kaum Vorteile daraus. Bemühen sich hingegen viele andere Staaten intensiv darum, profitiert ein Land, ohne sich selbst einschränken zu müssen. So ist die Versuchung groß, die Initiative den anderen zu überlassen. Denkt aber jeder so, gibt es keine Fortschritte beim Klimaschutz, obwohl alle ein Interesse daran haben.

Dieses Dilemma ist nur durch internationale Kooperation aufzulösen. Als Forum dafür haben sich die Weltklimakonferenzen der Vereinten Nationen etabliert. Nach dem Auftakt 1992 in Rio de Janeiro wurden weiterreichende Ergebnisse erst im Rahmen des 1997 ausgehandelten Kyoto-Protokolls erzielt. Hier verpflichteten sich zunächst 38 Industriestaaten und die Europäische Union völkerrechtlich verbindlich bis 2012 den Ausstoß von Treibhausgasen im Durchschnitt um 5,2 % gegenüber dem Jahr 1990 zu verringern. Nach überaus zähen Verhandlungen konnte auf der Weltklimakonferenz von Doha im Jahr 2012 immerhin eine Anschlussregelung vereinbart werden.⁴⁴ Hierbei wurde das Kyoto-Protokoll um eine zweite Verpflichtungsrunde bis 2020 verlängert, wobei die zuvor eingegangenen Zusagen fortgeschrieben wurden. Die EU, die ihre Zielvorgabe in der ersten Runde deutlich erreicht hatte, verpflichtet sich dabei, bis 2020 mindestens 20 % der Emissionen gegenüber 1990 einzusparen und signalisierte, das Ziel auf 30 % heraufzusetzen, sofern andere wichtige Länder mitzögen.

⁴² Vgl. *Neue Züricher Zeitung* 24.7.2021).

⁴³ Vgl. *Wirtschaftswoche* (13.5.2022).

⁴⁴ Vgl. *BMUV* (2022).

Bis zur Weltklimakonferenz von Paris im Jahr 2015 hatte die Debatte um die Gefahren des Klimawandels erheblich an Fahrt aufgenommen, so dass die Politik unter erhöhtem Verhandlungsdruck stand.⁴⁵ Die 190 Vertragsparteien verständigten sich nach erneut schwierigen Aushandlungen im Wesentlichen auf folgende Bausteine:

- Der weltweite Anstieg der Durchschnittstemperaturen soll auf deutlich unter 2°C, möglichst aber auf 1,5°C gegenüber der vorindustriellen Phase begrenzt werden
- Dazu sollen so bald wie möglich die CO₂-Emissionen gegenüber dem Vorjahr reduziert werden, wobei den Entwicklungsländern mehr Zeit eingeräumt wurde.
- Ab 2050 soll die Welt klimaneutral werden.
- Den Entwicklungsländern werden auf dem Weg dahin finanzielle Hilfen durch die Industrieländer gegeben.
- Bis 2020 sollen in den Industrieländern jährlich 100 Mrd. US-Dollar für den Klimaschutz mobilisiert werden, dieser Betrag soll möglichst bis 2025 fortgeschrieben und danach erhöht werden.
- Die Zielsetzung ist in nationale Aktionspläne für die Emissionsreduktion zu überführen.
- Die Pläne und ihre Erfüllung sollen transparent gemacht und alle 5 Jahre überprüft werden.

Zuletzt fand 2021 die UN-Klimakonferenz in Glasgow, auch bekannt unter dem Akronym COP 26 (englische Abkürzung für United Nations Framework Convention on Climate Change, 26th Conference of the Parties – COP26), statt. Abschließend wurde die folgende Verpflichtungserklärung ausgesprochen:⁴⁶

- Anpassungsmaßnahmen an die globale Erwärmung
- Versprechen für einen finanziellen Ausgleich der entwickelten Industrienationen, welche für die Erderwärmung maßgeblich verantwortlich sind, an die Schwellenländer. Vor allem im Hinblick auf die Tatsache, dass diese am stärksten unter den Folgen der Erderwärmung leiden. Zusätzlich wurde von einigen Ländern die Verpflichtung ausgesprochen, die eigenen Mittel für die Finanzierung der Energiewende drastisch aufzustocken.
- Klimaneutralität
- Als zentrales Element gilt das Erreichen der Klimaneutralität in den Ländern, welche als die Schlüsselländer in Bezug auf emittierte Treibhausgase gelten.
- Eine Absichtserklärung wurde von 100 Staaten unterzeichnet, welche ein Stopp der globalen Entwaldung bis zum Jahr 2030 beinhaltete. 85% der weltweiten Waldflächen entfallen auf diese 100 Länder.
- Eine globale Methan-Verpflichtung wurde ausgesprochen (Global Methane Pledge), in welcher sich 100 Staaten zur Unterstützung verpflichteten, die globalen Methanemissionen bis zum Jahr 2030, um mindestens 30 % zu reduzieren (bezogen auf das Niveau von 2020).
- Mehrere Länder einigten sich auf einen Ausstieg aus der Kohleverbrennung bis zum Jahr 2050. Allerdings gehörten die drei größten Emittenten (USA, China und Indien) nicht zu den Unterzeichnern.
- Verbrenner-Ausstieg
- Fahrzeuge mit konventioneller Kraftstoffverbrennung sollen bis zum Jahr 2040 verbannt werden. Dazu bekannten sich ca. 30 Staaten. Deutschland gehörte nicht zu den Unterzeichnern.

⁴⁵ Vgl. *EU-Kommission* (2018).

⁴⁶ Vgl. *UNFCCC* (2021).

An diesem übergeordneten internationalen Rahmen, in dem zudem die nationale Verhandlungskompetenz an die EU-Kommission delegiert wurde, musste sich auch die deutsche Politik orientieren. Mit der Verabschiedung des „Integrierten Energie- und Klimakonzepts“ (IEKP) von 2007 verkündete die damalige Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 eine Reduktion der CO₂ Emissionen gegenüber dem Jahr 1990 um mindestens 40 % erreichen zu wollen.⁴⁷ Im „Energiekonzept 2010“ konsolidierte die Bundesregierung anschließend – gestützt auf Machbarkeitsstudien – den energiepolitischen Diskussionsprozess. Ausgehend von der Überzeugung, dass der „Weg in das regenerative Zeitalter möglich und gangbar ist“⁴⁸, skizzierte sie eine Entwicklungsperspektive bis 2050. Die Reduktion der Treibhausgasemissionen wurde nunmehr auch offiziell zum „Oberziel“ deklariert. Die Zwischenzielmarke von 40 % bis 2020 wurde beibehalten und der weitere Reduktionspfad in Dekadenschritten vorgegeben (vgl. Tab. 1.1: „alt“). Bis 2030 wurde dabei eine Reduzierung von mindestens 55 % der Emissionen gegenüber 1990 angestrebt, bis 2050, dem finalen Planungsjahr im Konzept, sollten mindestens 80 %, wenn möglich sogar 95 % der Emissionen vermieden werden.

			Ist-Werte													
			2020	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Oberziel: THG-Emissionen ¹⁾	Gesamtwirtschaft	Reduktion THG-Emissionen ggü. 1990	41%	40%										65% (alt: 55%)		
		Sektorspezifisch	Energiewirtschaft	221 (-53%)	280		257									108
			Industrie	178 (-37%)	186	182	177	172	165	157	149	140	132	125		118
			Gebäude	120 (-43%)	118	113	108	102	97	92	87	82	77	72		67
			Verkehr	146 (-11%)	150	145	139	134	128	123	117	112	105	96		85
			Landwirtschaft	66 (-24%)	70	68	67	66	65	63	62	61	59	57		56
	Abfallw. u. Sonstiges	9 (-77%)	9	9	8	8	7	7	6	6	5	5		4		
Zwischenziel: EE-Ausbau	EE-Stromerzeugungsanteil am Bruttoendenergieverbrauch		19,3%	18%										30%		
	EE-Stromerzeugungsanteil am Bruttostromverbrauch ⁵⁾		46%	35%					(40-45%)					80% (OP) 65% (KSG) (alt: 55 - 60%)		
	Zielmodell Ausbau EE in GW ⁶⁾		Off: 8 On: 54 PV: 54 Bio: 9 Sonst: 7					On: 69 PV: 88		On: 84 PV: 128		On: 99 PV: 172		Off: 30 On: 115 PV: 215 Bio: 8,4		
	Strommengenpfad aus EE in TWh/a ⁶⁾		251				287	310	346	388	433	479	533	600		
	EE-Anteil Wärme- u. Kälte		15,2%	14%												
Zwischenziel: Energieverbrauch und Effizienz	Reduktion Primärenergieverbrauch ggü. 2008		18,7%	20%												
	Anstieg Endenergieproduktivität p.a. (2008 - 2050) ²⁾		1,4%													
	Reduktion Bruttostromverbrauch ggü. 2008 ²⁾		6,1%	10%												
	Reduktion Endenergiebedarf von Gebäuden ggü. 2008			20%												
	Reduktion Endenergieverbrauch im Verkehr ggü. 2005			10%												
	CO ₂ -Bepreisung Wärme u. Verkehr in €/t CO ₂ ³⁾		keine		25 (zuvor 10)	30 (20)	35 (25)	45 (30)	55 (35)	Cap u. Auktion 55 - 65€	zu entscheiden in 2025; evtl. sektorenübergreifender Emissionshandel mit Mindestpreis					
Zwischenziel: Kohleausstieg	Kohleerzeugungskapazitäten im Markt Kohle-Kommission in GW ⁴⁾		BK: 18 SK: 16			BK: 15 SK: 15							BK: 9 SK: 8			

Ziel-Werte											
2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2045	2050
67%	70%	72%	74%	77%	79%	81%	83%	86%	88% (alt: 70%)	100%	> 100% (alt: 80% - 95%)
										45%	60%
				~ 100% (OP)						vor 2050: 100% (KSG)	
				Off: 40 On: 157 PV: 309					On: 160 PV: 400	Off: 70	
				750							
											50%
2,1 % p.a.											
											25%
											80%
											40%
	Prüfung Ausstieg 2035?								BK: 0 SK: 0		

Tab. 1.1: Energiepolitische Ziele (Seite 22 und Seite 23)

Quellen: EEG 2021 bzw. 2022; Windenergie-auf-See-Gesetz 2021 bzw. 2022; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Bundes-Klimaschutzgesetz 2021, vom 7.7.2021; die sektorspezifischen Zielangaben für das Jahr 2020 stammen noch aus der ersten Fassung des Klimaschutzgesetzes 2019; Umweltbundesamt, Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2020 nach KSG, 05.03.21; eigene Berechnungen.

⁴⁷ Vgl. BMU (2009).

⁴⁸ BMU/BMWi (2010, S. 5).

Anknüpfend an den Klimagipfel von Paris im Jahr 2015 und eingebunden in die darauf aufbauenden Vorstellungen der EU-Kommission sowie in Abstimmung mit den verschiedenen Ministerien wurde Ende 2016 im Bundeskabinett der „Klimaschutzplan von 2050“ aufgelegt.⁴⁹ Mit diesem Plan soll eine langfristige Orientierung für alle Klimaschutzrelevanten Bereiche bis zur Mitte des Jahrhunderts gegeben werden. Er sah bis 2050 „weitgehende“ Treibhausgasneutralität vor. Konkret ging er aber in den Eckwerten für das Oberziel nicht über das Energiekonzept 2010 hinaus. Das langfristige Reduktionsziel von 80 % bis 95 % wurde dabei lediglich bestätigt und stimmt mit der übergeordneten Verpflichtung der EU aus dem Pariser Abkommen überein. Auch die Zwischenzielmarke von mindestens 55 % bis zum Jahr 2030 blieb unangetastet. Eine Quantifizierung weiterer Zwischenzielmarken für die Zeit von 2030 bis 2050 findet sich im „Klimaschutzplan von 2050“ nicht.

Neu war nun ein konkretes Herunterbrechen der THG-Zwischenzielsetzung für 2030 auf die Handlungsfelder Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft und Sonstige. Bis zum Jahr 2030 wurden für jeden Sektor jahresweise die zulässigen Emissionsmengen definiert (vgl. Tab. 1.1). Zudem wurden strategische Maßnahmen beschrieben, wie diese Sektoren ihre Ziele erreichen sollen. Zugleich erfolgte mit den sektorspezifischen Vorgaben eine Verantwortungszuweisung an die Ministerien, die durch das Verändern politischer Rahmenbedingungen starke Verhaltensänderungen in den Sektoren bewirken können. Nach § 4, Abs. 4 KSG gilt nämlich: „Für die Einhaltung der Jahresemissionsmengen ist das aufgrund seines Geschäftsbereichs für einen Sektor überwiegend zuständige Bundesministerium verantwortlich. Es hat die Aufgabe, die für die Einhaltung erforderlichen nationalen Maßnahmen zu veranlassen, (...) Maßnahmen (...) vorzulegen und umzusetzen.“

Während das sektorspezifische Herunterbrechen und die damit verbundene Zuweisung von politischen Zuständigkeiten damals weitgehend als vorteilhaft empfunden wurde, deutet sich nach dem Koalitionsvertrag der Ampelregierung eine Suspendierung dieser Regelung an: „Die Einhaltung der Klimaziele werden wir anhand einer sektorübergreifenden und analog zum Pariser Klimaabkommen mehrjährigen Gesamtrechnung überprüfen.“⁵⁰ Demnach soll die Klarheit an politischer Zuständigkeit einer erhöhten Flexibilität geopfert werden. Die Vorgaben sollen nicht mehr sektorscharf eingehalten werden. Zentral für das Klima sei eben die Menge an Gesamtemissionen und nicht deren Herkunft. Wo die Emissionsminderung erfolgt, soll weniger die Politik, sondern eher der Markt entscheiden (vgl. Kap. 2).

Das Ende 2019 auf den Weg gebrachte „Klimaschutzgesetz“ (KSG) gilt als erster Baustein zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Es regelt mit gesetzlich verbindlichem Charakter den klimapolitischen Rahmen bis zum Jahr 2030. Bestätigt wurde in der ersten Fassung des Gesetzes, bis zum Jahr 2050 (Netto-)Treibhausgasneutralität erreichen zu wollen, worunter nach § 2, Abs. 9 KSG „das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ zu verstehen ist. Insbesondere wurden im Gesetz die o.g. Sektorverpflichtungen rechtlich festgeschrieben, um bis 2030 mindestens 55 % (§ 3, Abs. 1) der THG-Emissionen zu vermeiden.

Durch die Klage vor dem Bundesverfassungsgericht musste das Gesetz allerdings nachgeschärft werden (vgl. Kap. 1.2). Vor allem die Zwischenzielmarke für das Jahr 2030 wurde darin – mit Blick auf die intergenerative Lastenverteilung – als zu wenig ambitioniert eingestuft. Beanstandet wurde überdies – auch in Verbindung mit den fehlenden Angaben dazu im Klimaschutzplan 2050 –, dass die angestrebte Pfadentwicklung nach 2030 zu unkonkret blieb. Die gerichtlich angeforderte Nachbesserung führte im August 2021 zu einer zweiten Fassung des KSG (vgl. Tab. 1.1) mit folgenden zentralen Bausteinen:

- Darin wird erstens das Zieljahr der Netto-Treibhausgasneutralität auf das Jahr 2045 vorgezogen und ab 2050 werden negative Treibhausgasemissionen angestrebt, d.h. der Emissionsabbau durch Gase und Senken soll die dann noch erfolgenden Neuemissionen überschreiten (§ 1, Abs. 2 KSG (2021)).
- Zweitens wurde das Zwischenziel bis 2030 auf eine Minderung der THG von 65 % angehoben die neue Zwischenzielmarke für 2040 mit einem Minus von 88 % festgelegt und die angestrebte jährliche Entwicklung des Abbaupfades bis 2040 beschrieben (§ 1, Abs. 1 und Anlage 3, KSG (2021)).
- Drittens wurden die zulässigen Jahresemissionsmengen für die einzelnen Sektoren an das verschärfte Reduktionsziel für 2050 angepasst (§ 4, Abs. 1 und Anlage 2, KSG (2021)). Inwieweit diese Sektorziele nach der Verabschiedung des Koalitionsvertrages noch von praktischer Relevanz sind, ist allerdings fraglich (s.o.).

⁴⁹ Vgl. BMU (2019).

⁵⁰ Vgl. Bundesregierung (2021, S. 43).

1.5.2.2 Bisherige Zielerreichung

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.

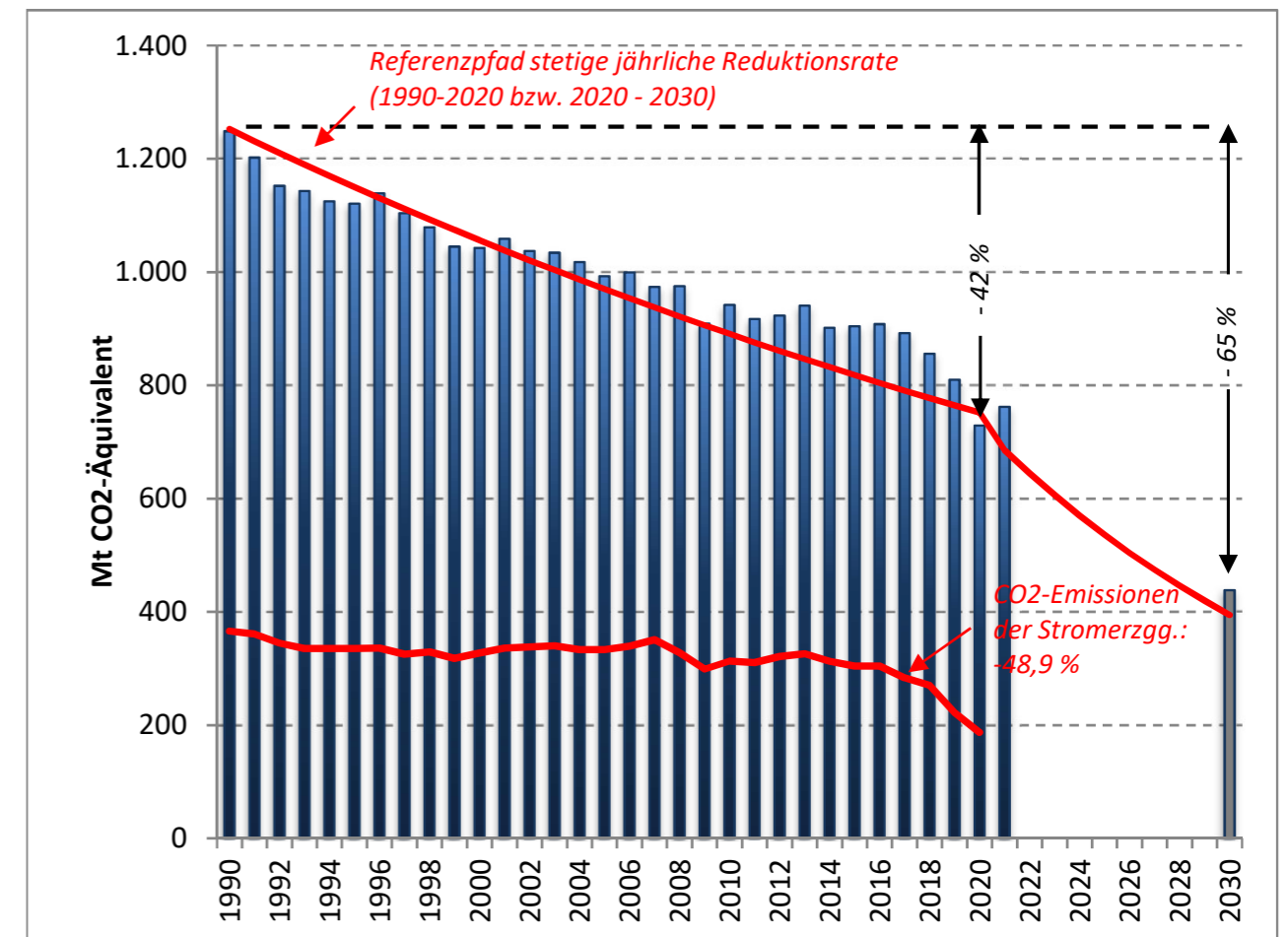


Abb. 1.6: Entwicklung THG-Emissionen in Deutschland
Quelle: BMWi und Umweltbundesamt; eigene Darstellung und eigene Berechnungen.

⁵¹ „Stetig“ meint hier, dass die jährliche Reduktionsrate gegenüber dem Vorjahr konstant bleibt. Deshalb verläuft der Referenzpfad für das Emissionsniveau nicht linear.

Durch den Rückschlag im Jahr 2021 und die Nachschärfung des Klimaschutzgesetzes hat sich der mittelfristige Transformationsdruck spürbar verschärft. Ab Ende 2021 bedürfte es bis Ultimo 2030, zum Erreichen des Reduktionsziels von 65 %, einer Emissionsrückführung von rund 6,0 % p.a. gegenüber dem Vorjahr. Zwischen 1990 und 2021 belief sich die tatsächliche Jahresreduktionsrate auf 1,6 % p.a. Mit anderen Worten: die Abbaudynamik muss sich im laufenden Jahrzehnt mehr als verdreifachen!

Abgesehen davon erweist sich selbst dieser – im Vergleich zu den letzten 30 Jahren – überaus ehrgeizige Reduktionspfad als schlecht vereinbar mit der „Restbudget-Rechnung“ des SRU (vgl. S. 6). Selbst bei Verwirklichen eines stetigen Abbaupfads wären bis Ende 2030 bereits rund 5,6 Gt des SRU-Restbudgets von 6,7 Gt aufgebraucht. Es dürften dann, bis zum Beginn der Klimaneutralität – spitz gerechnet –, noch drei weitere Jahre folgen mit den Zielemissionen des Jahres 2030 (438 Mt). Auch wird im Abbaupfad des Klimaschutzgesetzes bis 2040 insgesamt ab 2020 ein Volumen von 8,4 Gt und damit doch sehr deutlich von über 6,7 t zugelassen. Bei allen Unwägbarkeiten der Restbudgetrechnung wären zumindest Zweifel möglich, ob die neue und im Angesicht des BVerfG-Urteils schon ambitioniertere Zielsetzung vor dem obersten Gericht mit Blick auf die intergenerative Lastenverteilung standhielte.

Heruntergebrochen auf die Sektoren zeigt sich im Rückblick, dass die Energiewirtschaft mit einem Minus von 47 % zwischen 1990 und 2021 bereits einen überdurchschnittlich hohen Beitrag zur bisherigen Emissionsreduktion geleistet hat (vgl. Abb. 1.7). 1990 stammten noch rund 37 % aller Emissionen aus diesem Sektor, mittlerweile sind es nur noch gut 32 %. Während die Abbaufolge in der Industrie (- 36 %) mit einem Emissionsanteil von rund einem Viertel im Jahr 2021 leicht unterdurchschnittlich waren, blieben der Landwirtschaftssektor (- 25 %) und vor allem der Verkehrsbereich (- 9 %), als drittgrößtem Emissionsverursacher mit einem 20%-Anteil, deutlich hinter der allgemeinen Entwicklung zurück.

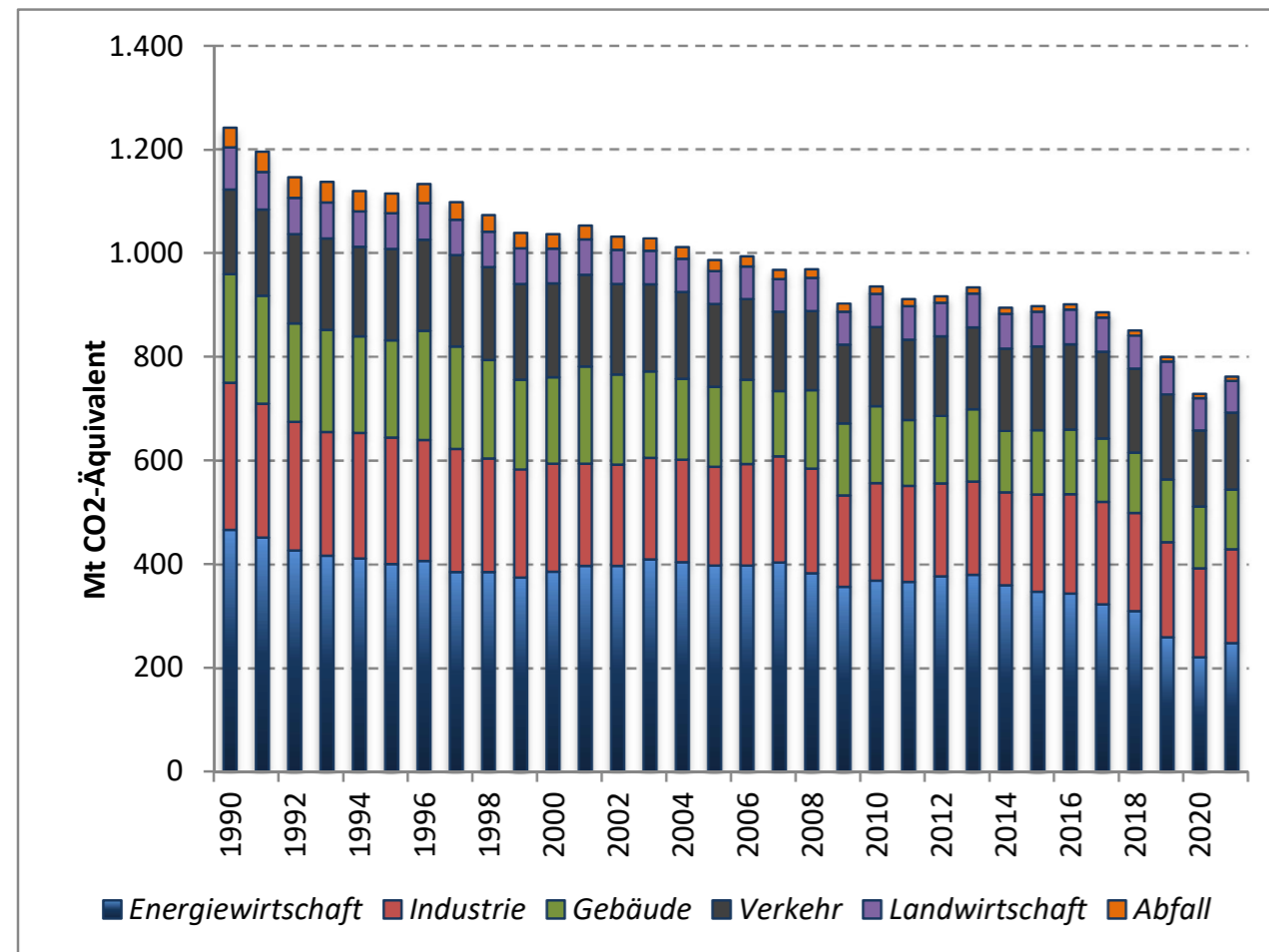


Abb. 1.7: Sektorspezifische Entwicklung THG-Emissionen in Deutschland
Quelle: Umweltbundesamt; eigene Darstellung.

Die insgesamt angestrebte Reduktion der Emissionen soll auch durch einen Anstieg der Endenergieproduktivität zustande kommen: Mit gleichviel Endenergie soll eine immer größere – über das reale BIP gemessenen – Gütermenge produzierbar werden. Im Energiekonzept 2010 wurde hier ein durchschnittlicher jährlicher Produktivitätsanstieg von 2,1 % gegenüber dem Jahr 2008 anvisiert (vgl. Tab. 1.1). Mit einer jahresdurchschnittlichen Wachstumsrate von 1,4 % (2019 ggü. 2008) wurde dieses Ziel bislang deutlich verfehlt.

Jetzt will der grüne Wirtschafts- und Klimaminister Robert Habeck mit einem Maßnahmenpaket zum forcierten Energiesparen und zu mehr Energieeffizienz anregen. Jede eingesparte Kilowattstunde diene der Umwelt und dem Klima, so die Botschaft. Dazu gehören neue Heizungen, mehr Solaranlagen auf Dächern und eine bessere Beratung. Ab 2024 soll jede neu eingebaute Heizung zu 65 % mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Daneben ist von der Ampel-Regierung geplant, dass ein Solardach für gewerbliche Neubauten zur Pflicht und bei neuen Häusern zur Regel werden soll. Darüber hinaus ist geplant, Altbauten mit neuen Fenstern und Heizungen energetisch zu sanieren und staatlich stärker zu fördern. Habeck will zudem die Bevölkerung mit mehr Energieberatungen über die Notwendigkeiten von Energiesparen besser aufklären, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Motiviert wurde das Maßnahmenpaket zur Energieeinsparung von Habeck sicher auch durch die Erkenntnis, dass selbst ein massiv gesteigerter EE-Ausbau nicht ausreichend ist, um die Energiewende wirklich zu meistern. Deshalb soll Energieeinsatz vermieden werden. Nur so einfach ist das nicht, wie im Folgenden, insbesondere im Kap. 3, ausgeführt werden wird.

Wissenschaftlich unhaltbar ist dabei allerdings im Kontext mit der Forderung nach mehr Energie- und Materialeffizienz die häufig angewandte Messmethode in Form des durchschnittlichen Anteils der Materialkosten am Bruttoproduktionswert, den es im Zuge der Energiewende zu senken gelte. So argumentiert u.a. auch die Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik (2022, S. 3), wenn sie schreibt: „Der durchschnittliche Anteil der Materialkosten am Bruttoproduktionswert im verarbeitenden Gewerbe ist in Deutschland von etwa 38 Prozent (1993) auf etwa 47 Prozent gestiegen. Absolut betragen damit die Materialkosten im Jahr 2017 ca. 917 Milliarden Euro. Der Energiekostenanteil am gesamten Bruttoproduktionswert lag durchschnittlich im Jahr 2017 bei etwa 1,6 Prozent, d.h. absolut bei ca. 34 Milliarden Euro, die in den oben genannten Materialkosten mit enthalten sind. Der Lohnanteil am Bruttoproduktionswert lag im gesamten Zeitraum von 1993 bis 2017 im Durchschnitt etwa bei 20 Prozent.“ Hieraus wird dann abgeleitet, dass eine Materialkostensenkung zwar einen zusätzlichen Kostenaufwand für Investitionen und ein Materialkostenmanagement implizieren würde, dem aber, nach Berechnungen von Acatech, ab dem Jahr 2030 eine jährliche Materialkosteneinsparung (verbesserte Materialproduktivität) von bis zu 300 Mrd. EUR gegenüberstehen würde (vgl. Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik (2022, S. 141)). Dabei wird erstens übersehen, dass bei den Berechnungen als Bezugsgröße nicht vom Bruttoproduktionswert auszugehen ist, sondern von der Bruttowertschöpfung. Ganz einfach deshalb, weil im Bruttoproduktionswert noch die von anderen Wirtschaftszweigen produzierten Vorprodukte (Vorleistungen) enthalten sind und es so zu Doppelzählungen kommt. Zweitens sind in den jeweiligen Materialkosten neben den der Natur entrissenen Rohstoffen u.a. auch Abschreibungen, Lohnkosten und Mehrwertverrechnungen (Zinsen, Grundrenten und Profite) aus der Herstellung der Vorprodukte enthalten. Damit liegt dann auch der Lohnkostenanteil nicht nur bei 20 %, sondern viel höher. Hier wird die Personalintensität mit der Lohnquote verwechselt. Wer Materialkosten zur Energieeinsparung senken will, sollte Betriebswirtschaft nicht mit Volkswirtschaft verwechseln. Wer nämlich gesamtwirtschaftlich Materialkosten senkt, der senkt letztlich auch das Lohneinkommen und/oder den Mehrwert. Schön wäre es dann hier, wenn man von den Protagonisten einer höheren „Energie- und Materialeffizienz“ erfahren würde, wo sie hier „Einsparen“ wollen? Beim Lohn und/oder beim Mehrwert und wie das gesellschaftlich umgesetzt werden soll?

1.5.3 Dekarbonisierung der Energieversorgung

1.5.3.1 Zielvorgaben

Trotz der rückläufigen Bedeutung hat die Energiewirtschaft noch den höchsten Beitrag an den Gesamtemissionen. Deshalb und auch wegen der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern stand frühzeitig eine Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung im Mittelpunkt der politischen Agenda. Im Bereich der Energieversorgung hingegen, war die Stromerzeugung nach (vorläufigen) Angaben des Umweltbundesamtes im Jahr 2020 allein für 187 Mio. t CO₂ verantwortlich.⁵² Das sind ca. 26 % aller CO₂-Emissionen und 85 % der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft. Insofern spielte bisher die Dekarbonisierung der Stromerzeugung eine herausragende Rolle.

Die Dekarbonisierung soll hier primär über einen Ausstieg aus der Kohleverstromung erfolgen, die zusammengenommen mit einer installierten Leistung von rund 19 % zu etwa 24 % der hiesigen Stromerzeugung beiträgt (vgl. Abb. 1.8 und Abb. 1.9). Mineralölkraftwerke haben mit einem Stromversorgungsanteil von unter einem Prozent ohnehin einen vernachlässigbaren Stellenwert (vgl. Kap. 2.1.1). Erdgaskraftwerke, die mit einem Kapazitätsanteil von 13 % rund 16 % der Stromerzeugung beisteuern, weisen zwar eine deutlich geringere CO₂-Intensität als Kohlekraftwerke auf, emissionsfrei sind sie dennoch nicht. Trotzdem gilt ihr Weiterbetrieb angesichts des parallelen Atom- und Kohleausstiegs und der daraus resultierenden Gefahr von drohenden Versorgungslücken mittelfristig weitgehend als unverzichtbar. Hinzu kommt, dass sie langfristig zumeist auf den Betrieb mit „grünem Wasserstoff“ umgerüstet werden können.

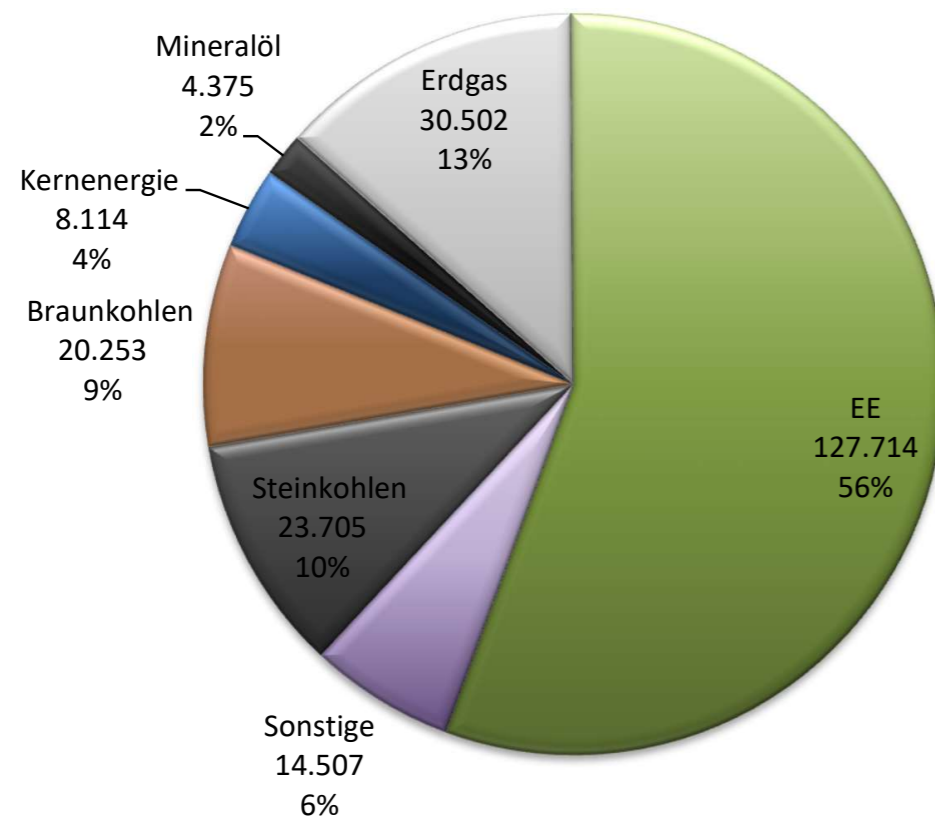


Abb. 1.8: Zusammensetzung installierter Kraftwerkskapazitäten in MW 2021
Quelle: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste 2021; eigene Berechnungen und Darstellung.

⁵² Vgl. Umweltbundesamt (2021b).

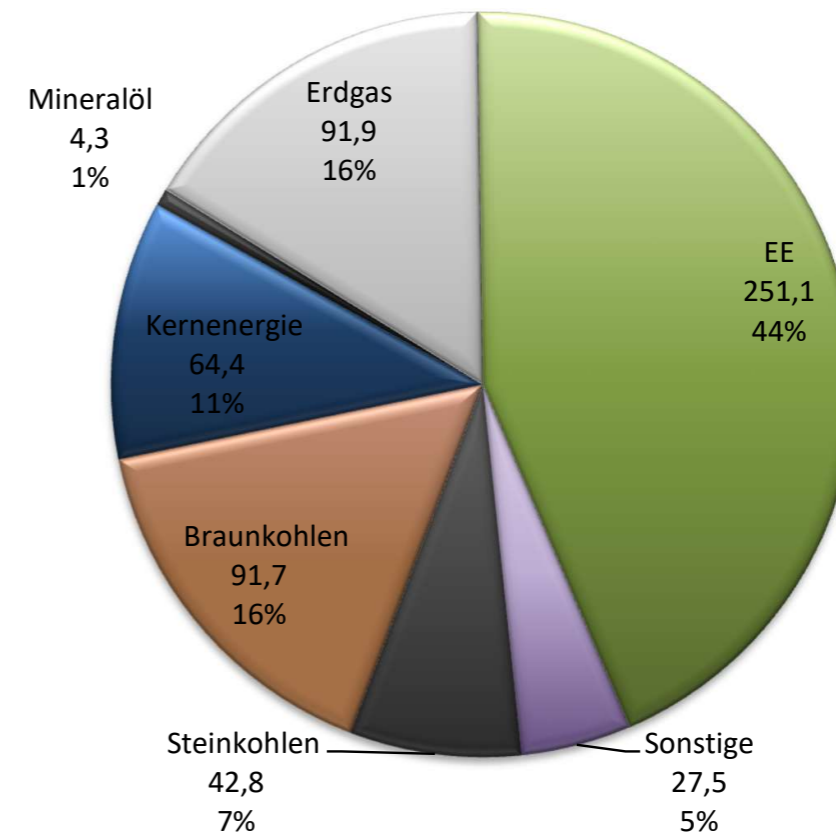


Abb. 1.9: Zusammensetzung Stromerzeugung in TWh nach Energieträgern 2020
Quelle: BMWi; eigene Berechnungen und Darstellung.

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung soll dabei auf verschiedenen Wegen herbeigeführt werden:

- Erstens soll eine Verdrängung fossiler Kraftwerke durch einen Ausbau der EE erfolgen (vgl. Kap. 1.5.4). Dazu soll die gesetzlich garantierte Vorrangspeisung von EE beitragen, wonach die Netzbetreiber zunächst den gelieferten EE-Strom komplett einspeisen müssen und nur den Reststrombedarf durch konventionelle Kraftwerke decken dürfen. Aber auch ohne diese Garantie würde, aufgrund der für eine Stromangebotsentscheidung von EE-Anlagenbetreibern entscheidenden niedrigen Grenzkosten, Strom aus regenerativen Anlagen den ersten Zuschlag erhalten.
- Zweitens soll die Wirtschaftlichkeitsrechnung der fossilen Kraftwerke deren Betrieb – vor allem bei den CO₂-intensiven Anlagen – zunehmend unwirtschaftlich werden lassen. Dazu erfolgt eine Bepreisung der CO₂-Emissionen im Rahmen des Emissionshandelssystems (vgl. Kap. 2.1.1).
- Drittens hat die „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – kurz „Kohlekommission“ – ein konkretes Ausstiegsszenario aus der Kohleverstromung entwickelt, das im Mai 2019 von der damaligen Bundesregierung angenommen wurde. Demnach soll der komplette Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung spätestens im Jahr 2038 vollzogen worden sein (vgl. Tab. 1.1). Im Jahr 2032 soll allerdings geprüft werden, ob ein Ausstieg auch schon im Jahr 2035 möglich erscheint. Bis 2022 sollen die Kapazitäten der Braun- und Steinkohlekraftwerke auf jeweils 15 GW reduziert werden. Bis zum Jahr 2030 ist ein weiterer Kapazitätsabbau auf 9 GW bei Braunkohle- und auf 8 GW bei Steinkohlekraftwerken vorgesehen. Im Koalitionsvertrag der „Ampelregierung“ wird sogar „idealerweise“ ein Kohleausstieg schon für das Jahr 2030 angepeilt.⁵³ Der Zusatz „idealerweise“ dürfte aber sehr bewusst mit dem Ziel, doch noch Flexibilität aufrechtzuerhalten, aufgenommen worden sein.

Die Erdgaskrise im Zuge des Ukraine-Kriegs hat zuletzt jedoch zu einem Überdenken der Positionen geführt. Der internationale Druck auf die Bundesregierung zur Verschärfung der Embargopolitik auf der einen Seite und die latente Drohung Russlands, die Gaszufuhr nach Deutschland von sich aus abzustellen auf der anderen Seite, nötigt der Regierung eine mehrgleisige Strategie ab. Dazu zählt, die Diversifikation der Gasimporte durch verstärkte Bemühungen um Flüssiggaseinfuhren voranzutreiben, den EE-Ausbau umso mehr zu beschleunigen, im Fall von kurzfristig auftretenden Versorgungsempässen mit Notfallplänen Versorgungsprioritäten festzulegen, aber auch die Abschaltpläne für die Kohlekraftwerke zur Disposition zu stellen.⁵⁴

⁵³ Bundesregierung (2021, S. 46).

⁵⁴ Vgl. Handelsblatt (4.3.2022) und Handelsblatt (7.3.2022).

1.5.3.2 Bisherige Zielerreichung

Aufgrund des Kohleausstiegsbeschlusses, aber auch aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit ist der in Betrieb befindliche Kohle-Kraftwerkspark bereits deutlich geschrumpft (vgl. Abb. 1.10). Mit Blick auf die installierte Leistung ergibt sich seit der „großen Energiewende“ gegenüber 2010 bei den Steinkohlekraftwerken ein Minus von knapp 34 % der Kapazitäten, bei den Braunkohlekraftwerken ein Minus von knapp 12 %. Allerdings ist ein großer Teil der installierten Kohlekraftwerkskapazitäten nicht mehr im aktiven Marktbetrieb. Nach Angaben der Bundesnetzagentur befinden sich von der installierten Leistung bei den Braunkohlekraftwerken etwa 1,9 GW in der bis 2023 zu beendenden Sicherheitsbereitschaft und bei den Steinkohlekraftwerken 3,6 GW in der Netzreserve bzw. sind mit einem Kohlestromvermarktungsverbot versehen. Infolgedessen sind nur rund 18 GW bei den Braunkohle- und 16 GW bei den Steinkohlekraftwerken im Markt. Nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVSBG § 4, Abs. 1) ist hier bis Ende 2022 eine Rückführung der Leistung auf jeweils 15 GW vorgesehen.

Der Kapazitätsabbau schlägt sich auch im Erzeugungsbeitrag nieder. Seit der großen Energiewende ist die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken um rund 26 % und aus Steinkohlekraftwerken um knapp 54 % zurückgegangen (vgl. Abb. 1.10). Dabei ist der Kohlestromanteil an der gesamten Stromerzeugung – nach einem zwischenzeitlichen Anstieg zur Kompensation des KKW-Ausstiegs – von fast 42 % im Jahr 2010 auf knapp 28 % im Jahr 2021 geschrumpft. Allerdings hat das Abschalten von drei KKW Ende 2019 und eine ungewöhnliche Windflaute im Jahr 2021 den kontinuierlichen Abwärtstrend unterbrochen. Auch im Jahr 2022 dürfte der Sondereffekt in Form der Erdgaspreisexplosion die Kohleverstromung noch einmal begünstigen.

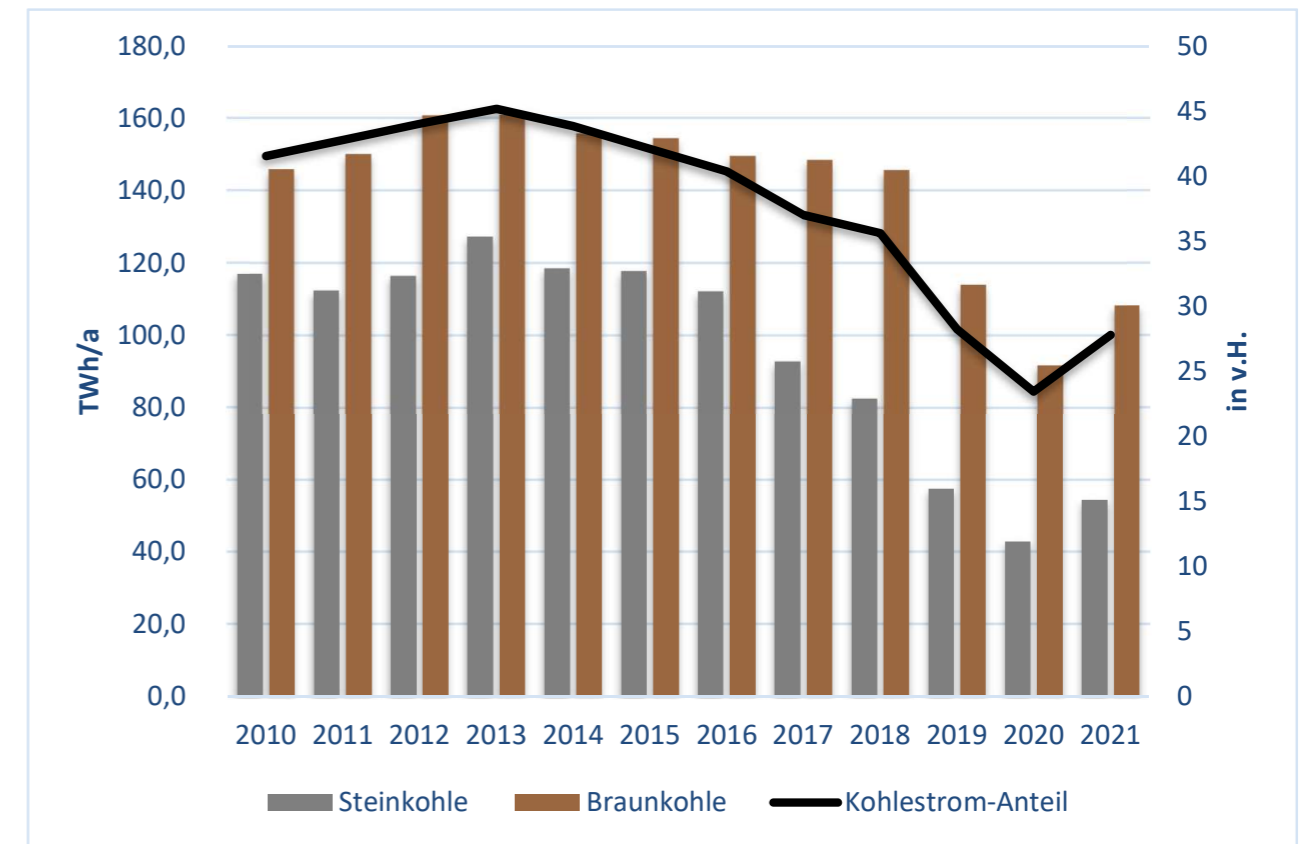
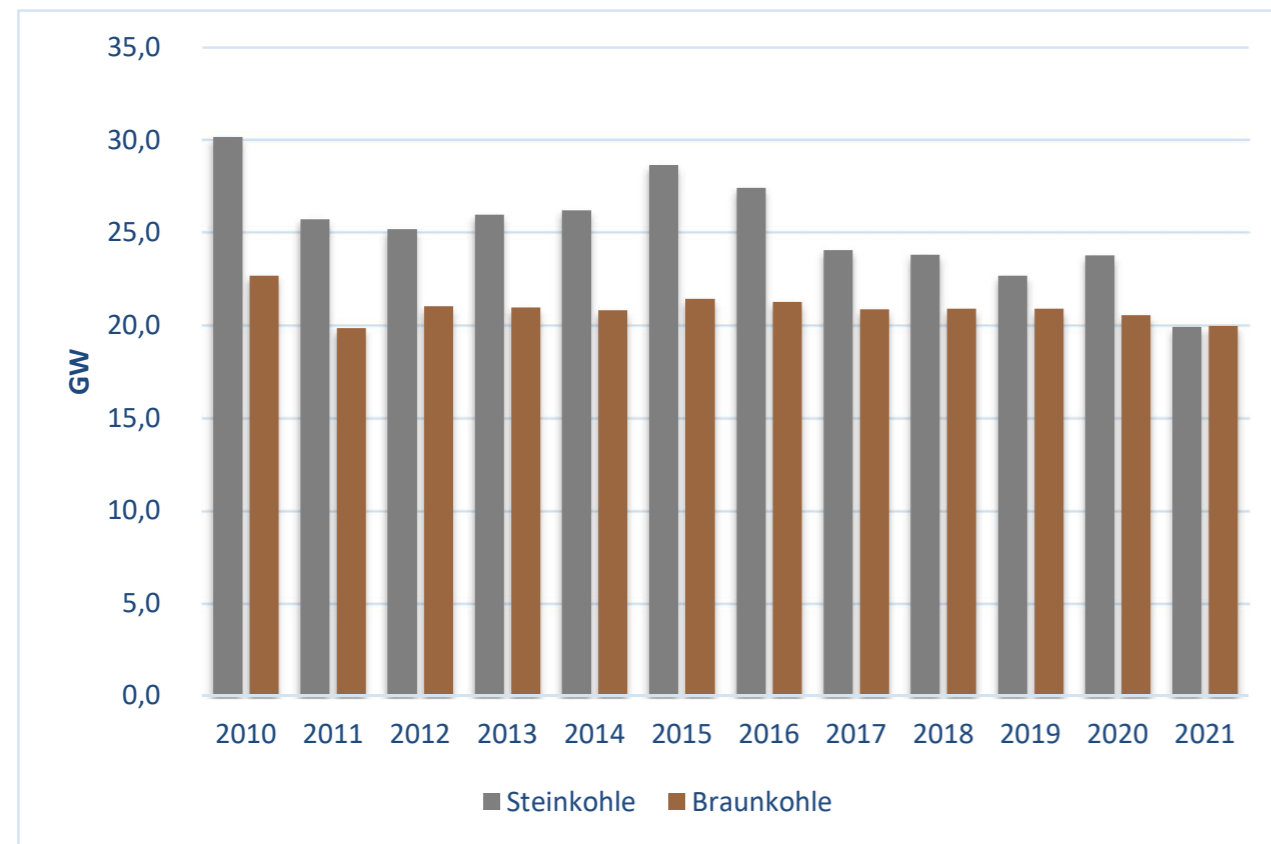


Abb. 1.10: Installierter Kohlekraftwerkskapazitäten und Kohlestromerzeugung
Quelle: BMWi und Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste 2021; eigene Berechnungen und Darstellung.

1.5.4 Unterziel EE-Ausbau

1.5.4.1 Zielvorgaben

Zu einem zentralen Unterziel der Energiewende gehört der Ausbau der EE, um langfristig den KKW- und Kohle-Ausstieg versorgungsseitig aufzufangen. Nach § 1 Abs. 2 der im Juni 2011 beschlossenen und ab 2012 geltenden Novelle des EEG sollte der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch kontinuierlich in 15-Prozentpunktschritten je Dekade erhöht werden. Im Jahr 2020 sollte der Anteil so mindestens 35 % betragen und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % ansteigen. Durch den KKW- und Kohleausstieg hatte sich der Ausbaubedarf zwischenzeitlich verschärft. Im derzeit noch geltenden EEG 2021 (§1, Abs. 2) wird bis zum Jahr 2030 ein EE-Anteil von mindestens 65 % angestrebt (vgl. Tab. 1.1). Noch vor dem Jahr 2050 soll der Anteil auf 100 % anziehen. Zugleich sieht das EEG 2021 in § 4a erstmals einen Zielpfad für die Stromerzeugung aus EE vor (vgl. Tab. 1.1). Bis zum Jahr 2029 soll demnach die EE-Stromproduktion von 251 TWh im Jahr 2020 um 50 % auf 376 TWh zulegen.

Wie die Zusammensetzung der EE-Stromerzeugung aussieht, war lange Zeit von untergeordneter Bedeutung. Mit den EEG-Novellen aus dem Jahr 2014 und 2017 wurden dann jedoch die Vergütungsmodalitäten für Neuanlagen nachhaltig geändert.⁵⁵ Die Bundesregierung formuliert hier zunächst jährliche anlagenspezifische Zubauziele. Im EEG 2014 wurde dabei die zugestandene Festvergütung – abgesehen von Offshore-Windenergieanlagen – einem „atmenden Deckel“ unterworfen. Zeichnete sich im Laufe eines Jahres ein Unterschreiten (bzw. Überschreiten) im angestrebten Kapazitätsausbau ab, wurden die Festvergütungssätze erhöht (bzw. gesenkt). Mit dem EEG 2017 wurde die Bestimmung der Vergütung bei größeren Anlagen grundsätzlich einem wettbewerblichen Ausschreibungsprozess unterworfen. Investoren machen hierbei Gebote über die Höhe der von ihnen geforderten Festvergütung. Der Zuschlag erfolgt – beginnend mit der niedrigsten Forderung – in aufsteigender Reihenfolge, bis das in diesem Jahr geplante Neubaureservoir erschöpft ist.

⁵⁵ Vgl. BMWK (o.A. a) und BMWK (o.A. b).

Nach dem Regierungswechsel im Jahr 2021 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz – vor dem Hintergrund unbefriedigender Fortschritte bei der Emissionsreduktion (vgl. Kap. 1.5.2.2) und des Ukraine-Kriegs – kurz vor Ostern 2022 ein umfangreiches „Energiesfortmaßnahmenpaket“ (das sogenannte „Osterpaket“) vorgelegt (vgl. Kap. 1.3). Durch zahlreiche Gesetzesänderungen sollen vor allem die EE-Ausbauziele nochmals signifikant gegenüber dem Klimaschutzgesetz angehoben werden (vgl. Tab. 1.1).⁵⁶ Die wichtigsten Elemente des Paketes sind:

- Die Aufwertung des EE-Ausbaus zum Gegenstand des „öffentlichen Interesses und der „öffentlichen Sicherheit“. Dadurch genießt der Ausbau Vorrang vor anderen Schutzbelangen (vgl. Kap. 1.3).
- Den Gesetzentwürfen zufolge sollen nun im Jahr 2030 die EE bereits 80 % der deutschen Bruttostromversorgung befriedigen. Schon 2035 soll der EE-Ausbau dann so fortgeschritten sein, dass „die Stromversorgung in Deutschland nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien beruht“.⁵⁷ Dazu wird ein breites Maßnahmenspektrum aufgesetzt, das vor allem dem Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie eine neue Dynamik verleihen soll. Im Einzelnen wird angestrebt:
 - Bis 2030 sollen nach einem vorgegebenen Ausbaupfad 115 GW an installierter Onshore-Windenergie-Leistung und 215 GW an Photovoltaikanlagen zur Verfügung stehen. Eine „erhebliche“ Steigerung ist zudem beim Ausbau der Offshore-Windenergie geplant. Auf Basis des Koalitionsvertrags sollen 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 an Leistung zur Verfügung stehen.
 - Während nach dem noch geltenden Klimaschutzgesetz im Jahr 2029 nur 376 TWh Strom aus EE bereitgestellt werden sollen (und 2030 zum Erreichen der 65 % Marke etwa 400 TWh), wird nun davon ausgegangen, dass im Jahr 2030 ca. 600 TWh an EE-Strom bereitzustellen sind, um 80 % der Bruttostromversorgung bedienen zu können. Implizit hat das BMWK damit den für 2030 kalkulierten Stromverbrauch von etwa 615 TWh/a (= 400 TWh/a • 100/65) auf 750 TWh/a (= 600 TWh/a • 100/80) erhöht. Der zusätzliche Elektrifizierungsbedarf infolge der Sektorenkoppelung wird damit offenbar höher als bislang angenommen eingeschätzt.
 - Erreicht werden soll der beschleunigte EE-Ausbau durch eine Erhöhung der jährlichen Ausschreibungsvolumina, verbesserte EE-Vergütungsleistungen und eine größere Flächenzuweisung. So sollen dem Koalitionsvertrag folgend für die Windkraft an Land zwei Prozent der Landesflächen ausgewiesen werden.
 - Der weitere Ausbau von Biomasseanlagen soll sich vorrangig auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke konzentrieren. Die Ausschreibungsmengen für Biomasse werden allerdings reduziert, während sie für Biomethan hingegen auf 0,6 GW/a erhöht werden.
 - Das Stärken von Bürgerenergieprojekten durch deren Ausnahme aus dem Ausschreibungsprozess und finanzielle Beteiligungen von Kommunen sollen Ausbauwiderstände abbauen.
 - Zudem sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren ebenso wie der adäquate Netzausbau spürbar beschleunigt werden. Die oben beschriebene rechtliche Aufwertung des Ausbauziels soll dabei zusätzlich unterstützen.
- Die über den Stromendpreis erhobene EEG-Umlage wird abgeschafft. Stattdessen wird die EE-Förderung über das Bundes-Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanziert. Zudem wird der Betrieb von Wärmepumpen von den verbleibenden Energie-Umlagen befreit.

1.5.4.2 Bisherige Zielerreichung

Der Kapazitätsausbau der EE erwies sich im Rückblick als recht schwungvoll (vgl. Abb. 1.11). Von 2010 bis 2021 hat sich die installierte EE-Leistung mehr als verdoppelt. Den größten Zuwachs verzeichneten die PV- (+ 41 GW) und die Onshore-Windanlagen (+ 29 GW), auf deren Ausbaupotenzial die Politik auch in dieser Dekade vorrangig setzt (s.o.). Zuletzt hat die Dynamik beim Windanlagenausbau an Land jedoch deutlich abgenommen. Während von 2010 bis 2017 rund 3,3 GW/a (netto) zugebaut wurden, erweiterten sich die Kapazitäten von 2017 bis 2021 nur noch um etwa 1,5 GW/a. Reduzierte finanzielle Anreize und erhebliche Verzögerungen haben hier offenbar Bremswirkungen verursacht.

Bei der Wasserkraft gelten die im Zeitablauf nahezu unveränderten Kapazitäten als weitgehend ausgeschöpft. Die Stromerzeugung aus Biomasse ist seit Mitte der letzten Dekade – wegen ihrer Ressourcenbeschränktheit politisch gewollt – nur noch geringfügig angestiegen. Die Geothermie spielt unverändert nur eine untergeordnete Rolle in der Stromerzeugung.

⁵⁶ Vgl. BMWK (2022).

⁵⁷ BMWK (2022, S. 1).

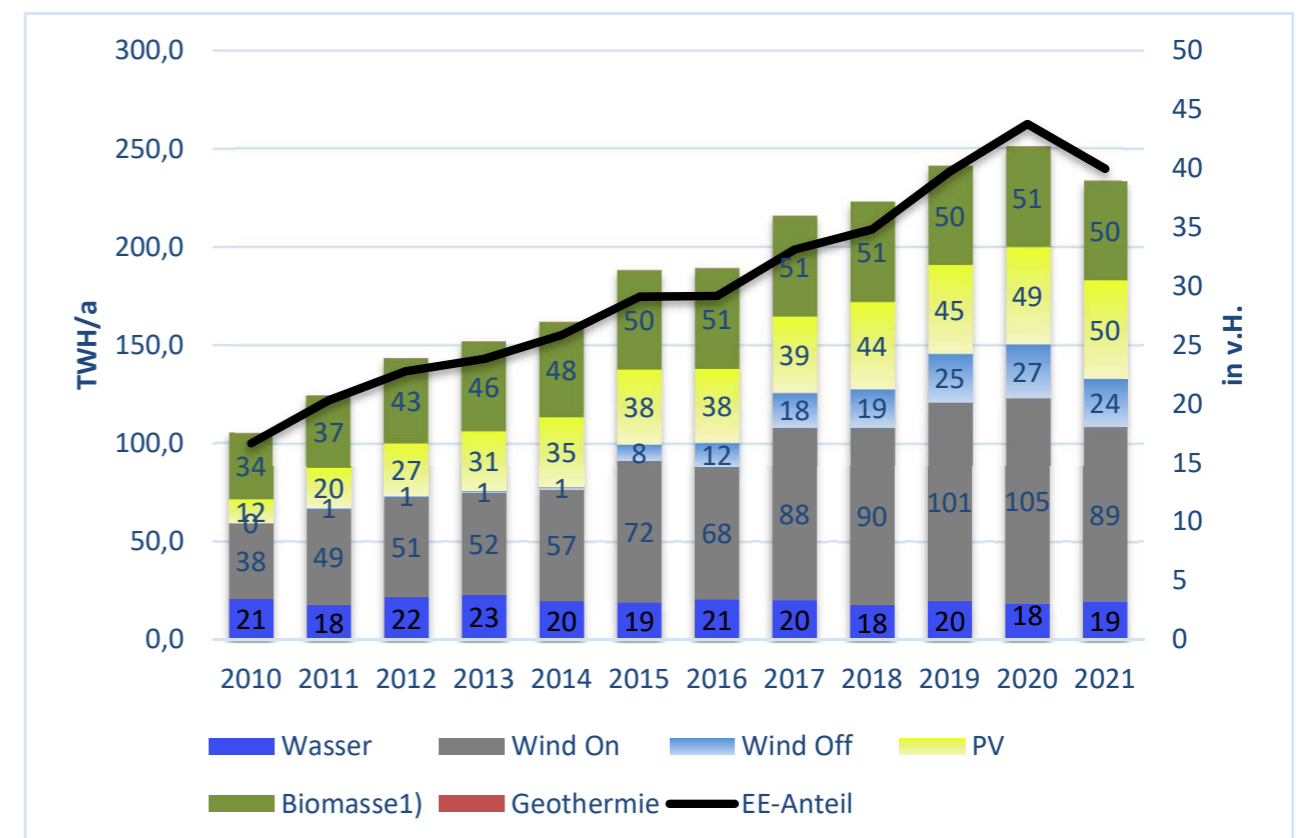
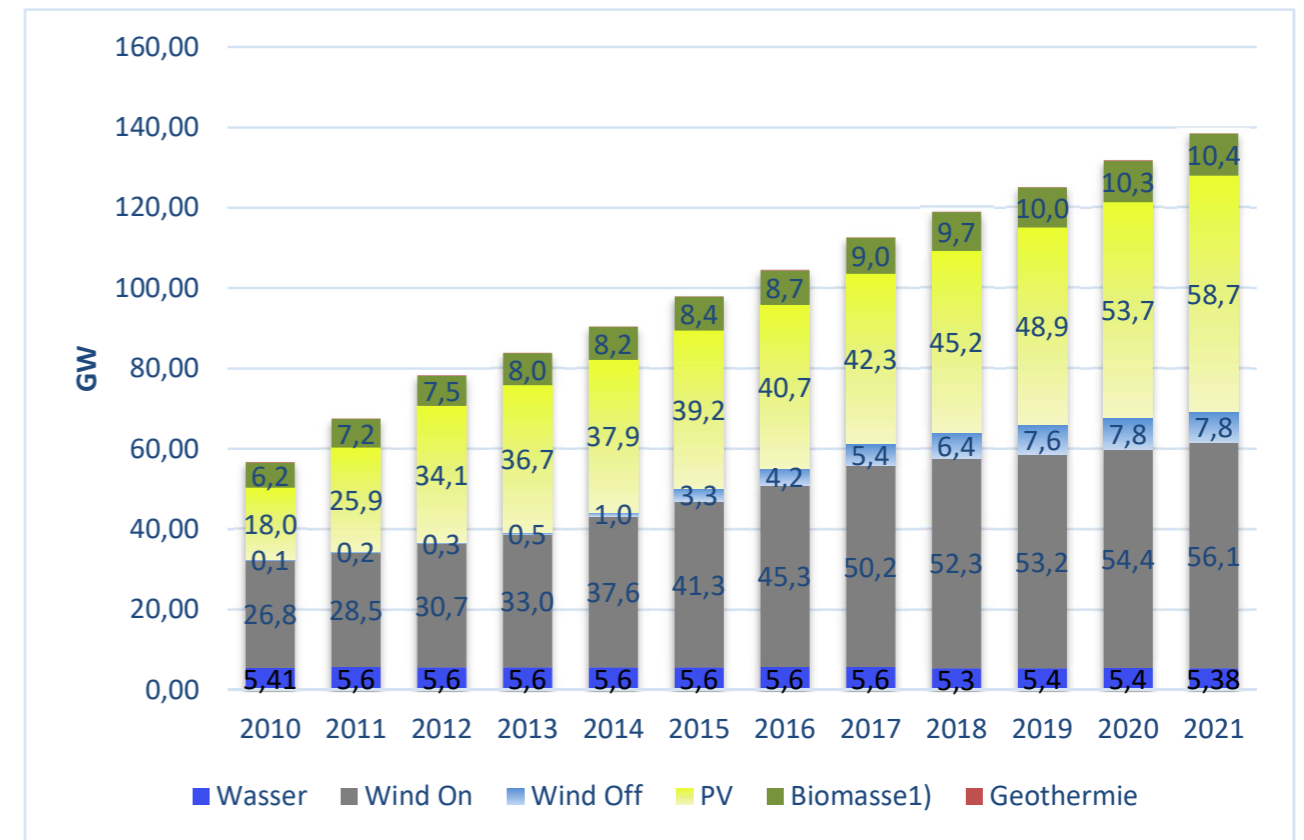


Abb. 1.11: EE-Ausbau in Deutschland (EE: Installierte Leistung, Grafik oben/EE: Erzeugung, Grafik unten)
 1) Biogas, biogene Festbrennstoffe, Biomethan, Klär- und Deponiegas sowie biogener Anteil des Abfalls
 Quelle: BMWK; eigene Berechnungen und Darstellung.

Analog zum Kapazitätsausbau vorrangig im PV- und Windenergiesektor hat sich die Stromerzeugung mit EE ebenfalls stark erhöht, sie ist bis 2021 gegenüber 2010 mit dem Faktor 2,2 gewachsen. Der trendmäßige Anstieg ist im Jahr 2021 allerdings durch eine ungewöhnlich geringe Windausbeute unterbrochen worden. Mit der verstärkten EE-Einspeisung ist auch deren Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland von knapp 17 % in 2010 auf 40 % in 2021 (nach 44 % im Vorjahr) gestiegen. Zugleich wurden damit auch die ursprünglichen politischen Zielvorgaben für das Jahr 2020 übertroffen (vgl. Abb. 1.12 und Tab. 1.1). Der Bruttostromverbrauchsanteil lag mit gut 45 % um 10 Prozentpunkte über der Norm, der Stromerzeugungsanteil am Bruttoendenergieverbrauch mit 19,3 % um gut einen Prozentpunkt über dem Zielwert für 2020.

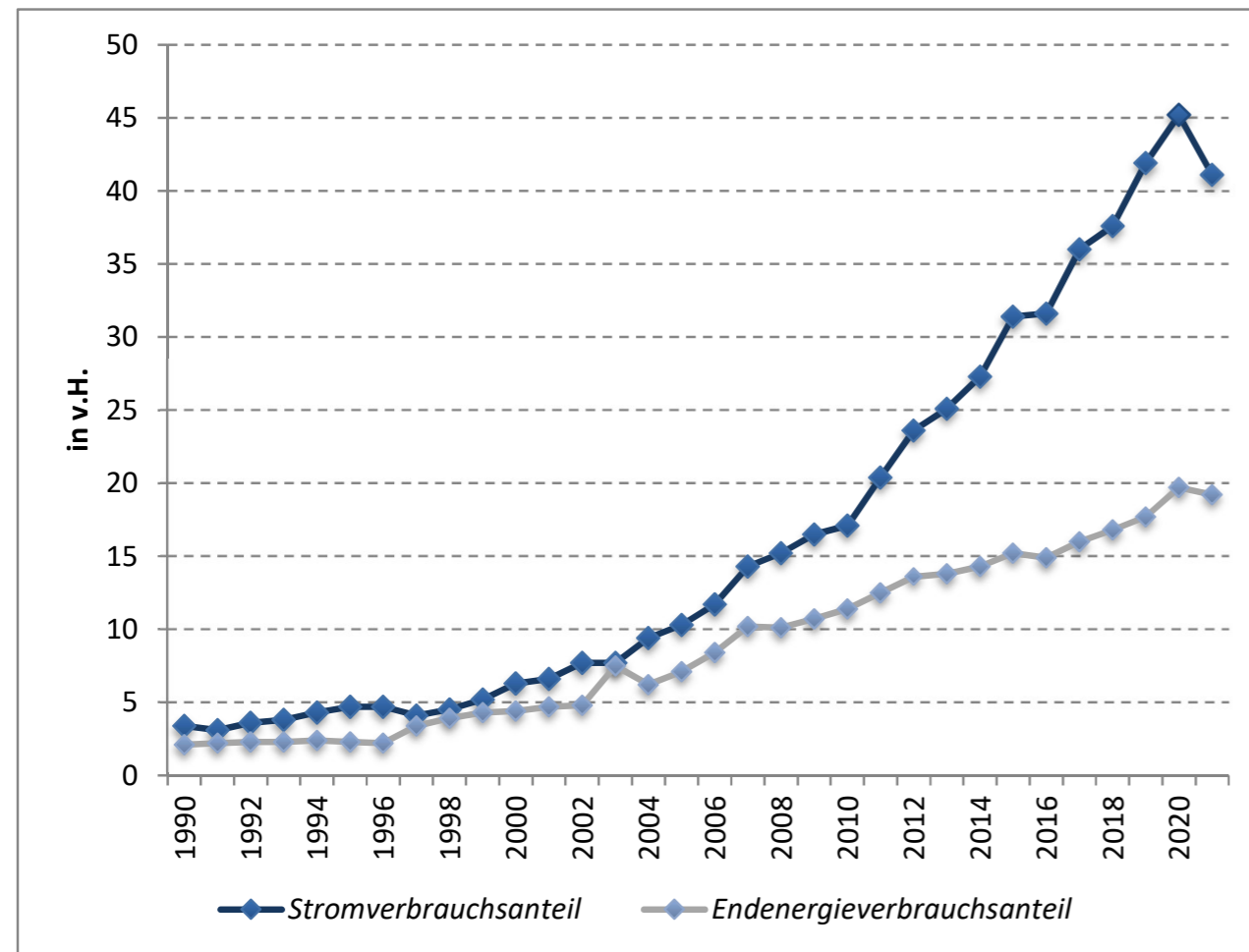


Abb. 1.12: EE-Anteile am Bruttostromverbrauch und am Endenergieverbrauch
Quelle: BMWK; eigene Berechnungen und Darstellung.

Im Abgleich zwischen der bisherigen, durchaus erfolgreichen und der neu im „Osterpaket“ angestrebten Ausbaudynamik wird deutlich, wie ehrgeizig die Zielsetzung der Politik bis 2030 ist. Bei den PV-Anlagen sind mit Beginn der „großen Energiewende“ von 2010 bis 2021 jährlich rund 3,7 GW an Kapazitäten hinzugekommen. Um das Ausbauziel von 215 GW im Jahr 2030 zu erreichen, müsste sich der jährliche Zubau auf ca. 17,4 GW fast verfünffachen. Bei den Onshore-Windenergieanlagen wäre eine Ver-2,5-fachung und bei den Offshore-Windenergieanlagen eine Ver-3,5-fachung im bisherigen Ausbautempo erforderlich.

	GW			Netto-Zubau [GW/a]		
	Ist		Soll	2010 bis 2021	2021 bis 2030	Veränderungs-faktor
	2010	2021	2030			
PV-Anlagen	18,01	58,73	215	3,70	17,36	4,7
Wind Onshore	26,82	56,09	115	2,66	6,55	2,5
Wind-Offshore	0,08	7,77	30	0,70	2,47	3,5

Tab. 1.2: EE-Ausbaudynamik nach „Osterpaket“
Quellen: BMWK und eigene Berechnungen.

2 Ordnungspolitischer Rahmen der Energie- und Klimapolitik

Die Ausführungen in Kap. 1 verdeutlichen, dass der Rahmen, in dem sich die Energiewende vollzieht, das Ergebnis eines jahrzehntealten Entwicklungsprozesses ist, in dem sich die Akzente zwischenzeitlich immer wieder verschoben haben. Insofern kann es nicht verwundern, wenn sich der Instrumentenkatalog zur Erreichung der Ziele nicht aus einem „Guss“ präsentiert und zuweilen den Eindruck eines Flickenteppichs vermittelt.

In der konkreten Umsetzung überlagern sich marktkonforme, aber auch regulatorische Maßnahmen, die zum einen den Charakter von „Zuckerbrot“ und zum anderen den einer „Peitsche“ aufweisen.

2.1 Marktkonforme Eingriffe

Zu den Maßnahmen mit Peitschencharakter zählen solche Instrumente, die darauf abstellen, THG-Emissionen unattraktiv zu machen bzw. sie in bestimmter Form zu verbieten. Einen besonderen Stellenwert nehmen dabei die marktkonformen Instrumente ein. Sie zielen darauf ab, über Preiswirkungen am Markt unter Wahrung der einzelwirtschaftlichen Dispositionsfreiheit direkt oder indirekt Emissionen zu reduzieren.

2.1.1 Emissionshandel

Von besonderer Bedeutung ist in diesem Kontext der Emissionshandel (EU-ETS), der seit Mitte der Nullerjahre zu den wichtigen Bausteinen der EU-Energie- und Klimapolitik zählt. Er bewirkt eine Bepreisung von CO₂-Emissionen und soll auf diesem Weg dazu beitragen, externe Effekte der Produktion⁵⁸ zu internalisieren, über höhere Preise zu Produktionseinschränkungen in CO₂-intensiven Erzeugungsbereichen führen bzw. zu Prozessinnovationen animieren, bei denen weniger Treibhausgase emittiert werden.

Zumindest in der Theorie ist der Emissionshandel in der Lage, das Ziel der Emissionsreduktion kostengünstig, unter Wahren der unternehmerischen Dispositionsfreiheit und zugleich zielsicher zu erreichen: Der Ausstoß von Treibhausgasen wird für Unternehmen nur in dem Umfang erlaubt, wie er durch noch freie, sich im Besitz des Unternehmers befindende zertifizierte Emissionsrechte unterlegt werden kann. Diese Nutzungsrechte können dann über Börsen mit Zertifikatepreisen gehandelt werden (Trade-Komponente). Verstöße gegen die Deckungsverpflichtung von CO₂-Emissionen durch Zertifikate werden mit Strafen belegt. Die Emissionsrechte werden dabei durch die Politik in genau dem Umfang herausgegeben (Cap-Komponente), in dem sie eine zusätzliche Belastung der Atmosphäre mit Treibhausgasen zulassen will.

Die Einspeisung der Zertifikate in das Handelssystem erfolgt entweder über eine staatliche Versteigerung oder der Staat teilt die Emissionsrechte kostenlos zu. In beiden Fällen können die Zertifikate hinterher über eine Börse gehandelt werden. Während bei einer Auktion der Staat zusätzliche Einnahmen erzielt, werden bei einer kostenlosen Zuteilung Unternehmen kostenseitig geschützt. Zugleich entsteht bei kostenloser Zuteilung aber die Gefahr, leistungslose Gewinne zu ermöglichen. Sofern Unternehmen bei fehlendem internationalem Wettbewerb noch einen Preiserhöhungsspielraum haben, werden sie mit dem Opportunitätskostenargument die geschenkten Zertifikate (wie echte pagatorische Kosten) in die Endprodukte einpreisen, da die Rechte alternativ über die Börse verkauft werden könnten. Gelingt dies, entstehen aus den Geschenken „windfall profits“.

Unabhängig vom Ausgabemechanismus wird bewirkt, dass sich nur diejenigen Unternehmen für emissionsreduzierende Maßnahmen entscheiden, die vergleichsweise wenig Aufwand dafür hinnehmen müssen. Unternehmen, die hingegen nur mit viel Aufwand Emissionen unterbinden könnten, erwerben stattdessen die Emissionsrechte.

⁵⁸ Dies sind Auswirkungen für Dritte, die beim Verkauf von produzierten Gütern üblicherweise nicht in den Verträgen zwischen den unmittelbar betroffenen Käufern und Verkäufern berücksichtigt werden und daher auch nicht in die Preisbildung einfließen. Darunter zählen im hier betrachteten Kontext Umweltschäden und/oder die Klimafolgen der CO₂-Emissionen aus dem Produktionsprozess. Da die Last von „Externen“ getragen wird, spiegeln die am Markt verhandelten Preise nicht die gesamte „Kostenwahrheit“ wider. Sie sind gemessen an den gesamtgesellschaftlichen Kosten zu niedrig und führen so zu einer – an der gesellschaftlichen Wohlfahrt gemessenen – Überproduktion.

Unterm Strich wird das Cap auf jeden Fall eingehalten, da in Summe nicht mehr Emissionsrechte zur Verfügung stehen. Zugleich organisiert der Markt in einem von den Unternehmen mit ihrem technologischen Insiderwissen getragenen „Entdeckungsprozess“, dass diejenigen Emissionen vermeiden, denen es mit dem geringsten Aufwand gelingt. Staatliche Verbote oder Vorgaben jenseits des Caps sind nicht erforderlich und dennoch wird das Emissionsziel zu geringstmöglichen gesamtwirtschaftlichen Kosten erreicht. Angesichts der theoretischen Eleganz des Instrumentariums gilt es in der Politik vereinzelt als Allheilmittel. In der Regierungskoalition baut gerade die FDP darauf auf und lehnt eine staatliche „Bevormundung“ darüber, wie die Emissionen abzubauen sind, als überflüssig und – wegen einer damit verbundenen „Anmaßung des Wissens“ (Friedrich August von Hayek) – als kontraproduktiv ab.⁵⁹

In der praktischen Umsetzung verliert das Emissionshandels-Instrument allerdings an Attraktivität. Das betrifft zum einen prinzipielle Defizite, die in der vorgestellten Theorie nicht beachtet wurden, und zum anderen die bisherige Handhabung des Systems in der EU. Zu den prinzipiellen Defiziten zählen:

- Die kostengünstigste Lösung der Emissionsreduktion kommt nur dann zustande, wenn die Unternehmen ihre Kosten bei der Investitionsentscheidung für emissionsreduzierende Technologien richtig einschätzen. Solche Investitionen sind aber kostspielig und binden die Unternehmen langfristig. Eine zentrale Kalkulationsgrundlage ist dabei der Zertifikatspreis, der jedoch starken Schwankungen unterliegt. Infolgedessen besteht die Gefahr, dass sich bei zukünftig niedrigeren Preisen als erwartet im Nachhinein Fehlinvestitionen einstellen.
- Das Unsicherheitsmoment ist umso relevanter, als der Börsenpreis nicht nur von der schwankenden Konjunktur (im Boom bzw. in der Rezession wird mehr bzw. weniger produziert und es werden mehr bzw. weniger Zertifikate benötigt), sondern auch durch Spekulationen verzerrt werden kann und damit einer erheblichen Volatilität unterworfen ist.
- Der vermeintlich geniale „Entdeckungsprozess“ des Marktes fokussiert – wenn zusätzliche politische Maßnahmen unterbleiben – nur auf schon vorhandene Vermeidungsstrategien. Beispielsweise wären ohne EEG-Förderung der Windenergieanlagen die Gesteungskosten prohibitiv hoch geblieben, da deren Produktion nie in den Genuss von kosten-senkenden Lerneffekten gekommen wäre. Erst nach einem Anstoßen dieser Lerneffekte durch das EEG kommen – je nach Standort – Windenergieanlagen auch als am Markt rentierliche und teure Emissionen vermeidende Investitionen in Betracht.
- Die parallele finanzielle Förderung von EE führt in Verbindung mit dem Emissionshandelssystem – je nach Übertragbarkeit von Zertifikaten auf die nächste Handelsperiode – nur zu Umverteilungswirkungen, da der EE-Ausbau Emissionen im Stromsektor verhindert, die dann angesichts des gegebenen Caps durch andere im System erfasste Branchen wahrgenommen werden.⁶⁰

Aber auch in der praktischen Umsetzung hat das Emissionshandelssystem der EU bei weitem nicht reibungslos funktioniert. Es ist 2005 mit einer ersten Handelsperiode bis zum Jahr 2007 übervorsichtig gestartet: das Cap wurde zu hoch bemessen, nur wenige Branchen (Energiewirtschaft mit Strom- und Wärmeerzeugung und energieintensive Industrie) wurden einbezogen, manche davon zur Vermeidung eines Carbon-Leakages ausgenommen (vgl. Kap. 4.8.1), die Zertifikate wurden kostenlos zugeteilt und ermöglichten durch einen Aufschlag auf die Endproduktpreise Milliarden Gewinne für die Unternehmen. Die zu großzügige Zuteilung und eine fehlende Übertragbarkeit ungenutzter Emissionsrechte auf die nächste Handelsperiode ließen die Zertifikatspreise im Jahr 2007 komplett verfallen. Die klimapolitisch erwünschte Steuerungswirkung wurde nicht mehr erzielt (vgl. Abb. 2.1).

⁵⁹ Vgl. FDP (2021).

⁶⁰ Vgl. Marquardt (2016).



Abb. 2.1: CO₂-Zertifikatspreise

EUA Futures Continuous Contract Front Month; ab Januar 2021 ECarbix

Quelle: <https://www.eex.com/de/marktdaten/eex-group-datasource/agfw/>; Eigene Darstellung.

In der zweiten Periode von 2008 bis 2012 wurden nach wie vor 90 % der Emissionsrechte kostenlos zugeteilt. Zwischenzeitlich wurde in begrenzter Form auch der europäische Luftverkehr einbezogen. Vor dem Hintergrund des Wirtschaftseinbruchs infolge der weltweiten Finanzmarktkrise 2008 und der anschließenden Eurokrise zeichnete sich erneut eine zu hohe Versorgung mit Zertifikaten ab, so dass ihre Preise schnell auf etwa 4 EUR/t CO₂ verfielen.

Mit dem Beginn der dritten Handelsrunde von 2013 bis April 2021 wurden substantielle Reformen am ETS vorgenommen.⁶¹ Nachdem zuvor das Cap von jedem Land selbst festgelegt wurde, erfolgte jetzt die Festlegung eines EU-weiten Caps von insgesamt 15,6 Mrd. Emissionsberechtigungen, die auf die Handelsperiode so verteilt werden, dass die Jahresmenge jährlich um 38 Mio. Berechtigungen fällt. Zudem wurde das Auktionsverfahren zum dominierenden Verteilungsmechanismus. Überdies wurde ab 2019 eine „Marktstabilitätsreserve“ eingerichtet, die dafür sorgt, dass überschüssige Zertifikate temporär dem Markt entzogen werden. Die bis zur Schärfung des Systems zu beobachtenden Niedrigpreise der Zertifikate verringerten nicht nur die Anreize zur Emissionsreduktion, sondern bewirkten bei der Bundesregierung auch ungeplante Einnahmehinfortfälle, weil sie mit der Auktion von CO₂-Zertifikaten einen Teil der Energiewende finanzieren wollte.

⁶¹ Vgl. auch Umweltbundesamt (2021c).

Die vierte Handelsperiode dauert von 2021 bis 2030.⁶² Die Gesamtzahl zugeteilter Emissionen sollte ab 2021 um 2,2 % jährlich sinken (nach zuvor 1,74 %). Zugleich wurde die Marktstabilitätsreserve weiter aufgestockt. Infolgedessen, aber auch aufgrund der leicht verbesserten Wirtschaftslage in der EU und zuletzt aufgrund der Erdgaskrise und des dadurch EU-weit verstärkten Einsatzes von Kohlekraftwerken haben die CO₂-Preise zwischenzeitlich deutlich auf über 90 EUR/t CO₂ zugelegt. Mit dem Legislativvorschlag „Revision of the EU-Emission Tradings System“ vom 14. Juli 2021, sollten für die bereits einbezogenen Branchen (Energiewirtschaft, energieintensive Industrie und Luftverkehr) die Obergrenzen für die jährlich zugestanden Emissionen ohnehin noch stärker als bislang geplant abgebaut werden.⁶³ Die Kommission propagiert eine jährliche Emissionsreduktion um 4,2 % (anstelle der Rückführung um 2,2 % pro Jahr), nachdem zuvor eine einmalige Senkung der Emissionsobergrenze um 117 Millionen Zertifikate vorgenommen wurde. Damit sollen die Emissionen in diesen Branchen bis 2030 gegenüber 2050 um 61 % statt nur um 43 % verringert werden. Zudem soll der Luftverkehr keine kostenlose Zertifikate-Zuteilung mehr erhalten und der Schiffsverkehr in das System einbezogen werden. Darüber hinaus soll – getrennt davon – ein weiteres Emissionshandelssystem für die Kraft- und Brennstoffanbieter im Straßenverkehrs- und Gebäudesektor ab 2025 implementiert werden. Ab 2026 soll es dabei Emissionsobergrenzen geben, die dazu führen, dass bis zum Jahr 2030 die Emissionen in diesen Sektoren um 43 % gegenüber 2005 gesenkt werden.

2.1.2 CO₂-Steuer

Die über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) eingeführte und ab dem Jahr 2021 wirksame (zunächst noch) nationale CO₂-Steuer soll als wichtiger Baustein des „Energiekonzepts 2050“ ebenfalls die externen Effekte von CO₂-Emissionen internalisieren. Sie wird auf die im Verkehrssektor und beim Heizen eingesetzten Brennstoffe (Mineralöl und Erdgas) angewendet. Anders als beim Zertifikatehandel wird hier die Preiswirkung vorgegeben. In welchem Umgang daraufhin die nachgefragte Menge nach Brennstoffen zurückgeht, steht von vornherein nicht fest, da keine Mengendeckelung besteht. Die Steuer bezieht sich auf die mit der gehandelten Brennstoffmenge verbundenen CO₂-Emissionen, die wiederum aus den zugrunde gelegten spezifischen Emissionsfaktoren ermittelt werden. Sie wird vom Handel vorfinanziert und auf die Verbraucher über den Preis abgewälzt.

Im Jahr 2021 wurden hier 25 EUR/t CO₂ fällig (vgl. Tab. 1.1, S. 23). Bis zum Jahr 2025 erfolgt eine jährliche Erhöhung um 5 EUR/t CO₂ auf dann 55 EUR/t CO₂. Ab 2026 soll die Preisbildung wie im Zertifikatehandel in ein Cap-and-Trade-System überführt werden, wobei die Preisspanne zwischen 55 EUR/t CO₂ und 65 EUR/t CO₂ liegen soll. Geprüft wird vorab, ob nicht eine Zusammenlegung des EU-ETS mit dem Brennstoffemissionshandel erfolgen kann.

Die preislichen Wirkungen des BEHG lassen sich mit Hilfe der nachfolgenden Modellrechnungen ermitteln (vgl. Tab. 2.1). Pro 10.000 km Fahrleistung im Jahr stiegen die Benzinausgaben in einer Mustereinheit (ME) im ersten Jahr zunächst etwa um 3 EUR/Mon an, mittlerweile liegt das Plus bei knapp 3,6 EUR/Mon. Im Jahr 2026 wird die monatliche Zusatzbelastung bei knapp 8 EUR liegen. Inklusiv der Mineralölsteuer (s.u.) liegt die preisliche Mehrbelastung pro 10.000 km/a im Monat um weitere etwa 7,50 EU höher. Beim Betrieb von Dieselfahrzeugen ist der Ausgabenaufschlag geringfügig größer.

	CO ₂ -Steuer €/t CO ₂	Benzin			Erdgas (mit Warmwasser)	
		€/l	ME1 [€/Mon]	ME1 inkl. Ökosteuer [€/Mon]	€/kWh	ME1 [€/Mon]
2021	25	0,059	2,96	10,64	0,006	9,17
2022	30	0,071	3,56	11,23	0,007	11,00
2023	35	0,083	4,15	11,82	0,008	12,83
2024	45	0,107	5,33	13,01	0,010	16,50
2025	55	0,130	6,52	14,19	0,012	20,17
2026	55 - 65*	0,154	7,70	15,38	0,014	23,83

* Obere Preisgrenze unterstellt; Emissionsfaktoren: Benzin: 2,37 kg CO₂/l; Erdgas 0,22kg CO₂/kWh.
ME1: 10.000 km/a u. 6 l/100 km (= 600 l/a) bzw. Erdgasverbrauch von 20.000 kWh/a
MinSt-Erhöhung als Teil der Ökosteuer: 15,35 Ct/l Benzin (= 7,68 €/Mon bei 600 l/a))

Tab. 2.1: Preiswirkung der CO₂-Steuer

Quellen: Eigene Berechnungen; ohne die vorübergehende Senkung im Jahr 2022 durch das Entlastungspaket der Bundesregierung (vgl. Kap. 4.7).

Die Heizrechnung verteuert sich bei 20.000 kWh/a derzeit um etwa 11 EUR pro Monat. Über die nächsten Jahre hinweg wird der monatliche Aufschlag hier auf rund 24 EUR anziehen (vgl. auch Kap. 4.7.3).

⁶² Vgl. EU-Kommission (2021a).

⁶³ Vgl. EU-Kommission (2021b).

2.1.3 Maßnahmen mit Strompreiswirkung

Wegen der besonderen Rolle der Stromerzeugung für die THG-Emissionen werden ebenfalls politische Instrumente angewandt, die entweder Strom verteuern und damit einen Anreiz zum Stromsparen liefern sollen oder die über Preiswirkungen den Stromerzeugungsmix zu Lasten CO₂-intensiver Kraftwerke verändern sollen.

Bereits im Jahr 1999 trat hier die Ökosteuerreform in Kraft. Neben einer nach den Umweltwirkungen der zu steuernden Kraftstoffe ausdifferenzierten Erhöhung der Mineralölsteuer, wurde dabei erstmals eine Stromsteuer eingeführt. Ihr Regelsteuersatz wurde ausgehend von 2 Pf/kWh zwischenzeitlich angepasst und beträgt seit dem Jahr 2004 im Normalfall 2,05 Ct/kWh, wobei allerdings für Unternehmen unterschiedliche Formen von Entlastungen vorgesehen sind. In Ergänzung dazu werden die Einnahmen aus der Stromsteuer zur Entlastung des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen eingesetzt. Als reine Bundessteuer organisiert, wird ein Aufkommen von derzeit knapp 7 Mrd. EUR vom Fiskus eingenommen, das zu ca. 90 % der Rentenkasse zufließt.

Indirekt soll auch das EU-ETS Preiseffekte auslösen. Solange das im Stromgroßhandel preissetzende Grenzkraftwerk mit fossilen Brennstoffen betrieben wird, wird der Preis auch die Zertifikatekosten abdecken müssen. Dies verteuert über den Großhandelspreis in beabsichtigter Form den Stromverbrauch. Unter den fossilen Kraftwerken hingegen führt die CO₂-Bepreisung ceteris paribus zu einer Begünstigung solcher Kraftwerke im Strommarkt, die bei der Stromerzeugung entweder aufgrund hoher Wirkungsgrade oder geringer brennstoffspezifischer Emissionsfaktoren mit vergleichsweise wenig CO₂-Emissionen auskommen. Begünstigt werden demnach im Spektrum der fossilen Kraftwerke mit Blick auf das Alter tendenziell moderne Anlagen bzw. mit Blick auf den Brennstoff Erdgaskraftwerke.

Als eher unbeabsichtigter Nebeneffekt stellt sich auch aufgrund des verordneten KKW- und Kohle-Ausstiegs eine Strompreiserhöhung ein. Die Angebotsverknappung hier überlagert dabei die preisentlastende Wirkung des sogenannten Merit-Order-Effekts, der durch das erhöhte Stromangebot infolge des EE-Ausbaus entsteht.

Auch die EEG-Umlage, mit der bislang der Ausbau der EE finanziert wurde, verteuert den Stromkonsum – ebenso wie übrigens die KWK-Umlage, die Offshore-Umlage und die Umlage für abschaltbare Lasten. Die EEG-Umlage als bedeutendste Umlageform machte im Jahr 2021 bei privaten Haushalten immerhin ein Fünftel des Endpreises aus. Bei unprivilegierten Gewerbe- und Industrieunternehmen belief sich der Anteil sogar auf gut ein Drittel.

Allerdings ist hier als Folge des „Osterpakets“ (vgl. Kap. 1.5.4.1) ein grundlegender Wechsel in der Finanzierung vorgesehen. Die in den „Energie- und Klimafonds“ als Sondervermögen des Bundes eingespeisten Einnahmen aus dem Zertifikatehandel und der CO₂-Steuer sowie die rechtlich umstrittene Übertragung ungenutzter Corona-Mittel in den Fonds, sollen zukünftig eingesetzt werden, um die Vergütungszahlungen an die EE-Anlagenbetreiber zu finanzieren. Infolgedessen kommt es, nachdem bereits im Jahr 2021 und im ersten Halbjahr 2022 ein Teil der Umlage auf diesem Weg mitfinanziert wurde, zu einem endgültigen Aus der EEG-Umlage ab dem 1. Juli 2022. Das auch gegenüber der Zeitplanung des Koalitionsvertrags vorzeitige Ende resultiert aus dem Anliegen der Bundesregierung, Verbraucher angesichts des generellen und als zu hoch empfundenen Energiepreisschubs durch den Ukraine-Krieg zu entlasten.

In der Gesamtwirkung führt der Wegfall der EEG-Umlage vor dem Hintergrund eines nicht der Energiewende geschuldeten allgemeinen Preisauftriebs zwar sozialpolitisch zu einer wünschenswerten Entlastung beim Strombezug auch bei Geringverdienern. Aber zum einen erfahren auch Besserverdienende eine Entlastung, die übrigens umso höher ausfällt, je höher der Stromverbrauch ist, und zum anderen bewirkt der Wegfall einen verminderten Anreiz zum Stromsparen. Gegenfinanziert wird die Entlastung über die CO₂-Steuer auf die fossile Wärmeversorgung und den fossilen Verkehrsbereich, über den auch die Strompreise belastenden Emissionshandel sowie aus dem allgemeinen Bundeshaushalt.

2.2 Regulatorische Eingriffe

Die beschriebenen preiserhöhenden Maßnahmen setzen allein auf die Logik des Marktes: die Preise sollen aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus dazu führen, dass CO₂-Emissionen gesenkt werden. Solange aber wie bei der CO₂-Steuer kein Zuteilungs-Cap gesetzt wird, ist der mengenmäßige Erfolg ungewiss. Wird hingegen wie beim EU-ETS mit einem Cap gearbeitet, verfehlt es seine Steuerungswirkung, wenn es zu großzügig bemessen wird. Außerdem setzt ein Cap mit Blick auf die erhoffte Anpassungswirkung voraus, dass die sich zukünftig ergebenden CO₂-Preise verlässlich kalkuliert werden können, um nach einer soliden, zumeist sehr langfristig auszurichtenden Investitionsrechnung auf alternative Produktionsverfahren umzusteigen, sofern es diese überhaupt gibt. Umgekehrt gilt, je mehr Unsicherheiten hier verbleiben, umso schleppender verläuft der Transformationsprozess.

Angesichts dieser Unwägbarkeiten des Marktes setzt die Politik ergänzend auch auf ein breites Bündel an regulatorischen Eingriffen, die zu einer Verminderung von Emissionen führen sollen.

2.2.1 Gebote und Verbote

Zu den wohl schärfsten regulatorischen Eingriffen zählt der verordnete Ausstieg aus der Atom- und Kohleverstromung (vgl. Kap. 1.5.1 und Kap. 1.5.3). Der Ausstieg aus der Atomenergie wäre über den Marktmechanismus nicht zustande gekommen, da die variablen Gestehungskosten im Quervergleich der konventionellen Kraftwerke am niedrigsten sind.⁶⁴ Hinsichtlich des Kohleausstiegs war hingegen das Vertrauen darin, dass die Marktmechanismen schnell genug über die CO₂-Bepreisung eine verdrängende Wirkung entfalten, offenbar nicht groß genug. Insbesondere der großzügige Cap-Zuschnitt in den ersten drei Handelsperioden und die damit doch sehr geringe Lenkungswirkung überaus niedriger Zertifikatepreise, dürften diese Einschätzung zusätzlich angeheizt haben.

Darüber hinaus wird über ein Verbot des klassischen Verbrennermotors bei Neuwagen diskutiert. Die EU-Kommission erwägt hier einen Ausstieg ab 2035. Der Koalitionsvertrag der Ampelregierung hingegen schließt sich dem Ziel der EU-Kommission an, ab 2035 nur noch CO₂-neutrale Fahrzeuge zuzulassen.⁶⁵ Neben dem angestrebten Aufbau einer Fahrzeugflotte von 15 Mio. vollelektrischen PKWs bis zum Jahr 2030 sieht der Vertrag aber auch vor, dass ab 2035 des Weiteren nur noch „mit E-Fuels betankbare Fahrzeuge neu zugelassen werden können.“⁶⁶ E-Fuels sollen demnach mit Hilfe von EE-Strom produziert und in Verbrennungsmotoren in Form von aus Wasserstoff gewonnenem Methan oder synthetischem Diesel oder Benzin statt der fossilen Treibstoffe Benzin und Diesel eingesetzt werden. Unabhängig von der zukünftigen Rollenverteilung zwischen Elektrofahrzeugen auf Batterie- oder Brennstoffzellenbasis und des Verbrennungsmotors mit E-Fuels, wird aber auch hier der Verdrängungswirkung konventioneller Fahrzeuge allein über die CO₂-Steuer misstraut.

In diesem Kontext spielt die im Jahr 2015 eingeführte rechtliche Vorgabe einer Treibhausgasemissionsminderungsquote („THG-Quote“) für die Mineralölkonzerne eine wichtige Rolle.⁶⁷ Nach § 37 BImSchG werden die Konzerne in Deutschland dadurch verpflichtet, den CO₂-Ausstoß der verkauften Kraftstoffe zu reduzieren. In Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) der EU-Kommission gilt seit dem Jahr 2021 eine Heraufsetzung der Emissionsminderungsziele. Gegenüber dem Jahr 2010 müssen Sie in durch § 37a, Abs. 4 BImSchG festgelegten Schritten die THG-Emissionen ihrer Kraftstoffe um 7 % ab dem Jahr 2022 bis hin zu 25 % ab dem Jahr 2030 reduzieren, ansonsten drohen Strafzahlungen. Bislang wurde dazu vorrangig Biokraftstoff beigemischt (Benzin E10 bzw. Diesel B7). Nach einem allmählichen Ausweichen der damit verbundenen Möglichkeiten, stehen nun Anrechnungsmodelle für die Förderung der E-Mobilität oder der Nutzung strombasierter Kraftstoffe in Verbindung mit grünem Wasserstoff zur Disposition.

Zudem gibt es zahlreiche weitere ordnungspolitische Auflagen, die direkt oder indirekt zur Emissionsminderung beitragen sollen. Dazu gehört beispielsweise die auch im Koalitionsvertrag enthaltene Auflage, neue Gaskraftwerke nur noch mit Umrüstoption auf den Wasserstoffbetrieb (H₂-ready) zu bauen.⁶⁸ Auch die Auflagen eines Energie-Audits oder des Einbaus intelligenter Stromzähler gehören in diesen Instrumentenbereich.

⁶⁴ Das bedeutet nicht, dass sich eventuell bei „gerechter“ Bepreisung aller Kosten des AKW-Betriebs langfristig keine Abschaltung von Kernkraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen ergeben hätte. „Gerechte“ Bepreisung bedeutet hier insbesondere, dass die Betreiber selbst für die Endlagerkosten hätten aufkommen müssen oder dass sie eine dem drohenden Schaden bei einer Havarie angemessene Versicherungsprämie hätten zahlen müssen. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wäre eine preisliche Verdrängung bereits installierter AKWs jedoch kaum denkbar gewesen.

⁶⁵ Vgl. Bundesregierung (2021, S. 40).

⁶⁶ Bundesregierung (2021, S. 40).

⁶⁷ Vgl. RGC Manager (2021).

⁶⁸ Vgl. Bundesregierung (2021, S. 46).

2.2.2 Positive Anreize

Von besonderer Relevanz ist im Zusammenhang mit Incentives der EE-Ausbau. Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ – kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – aus dem Jahr 2000 wurde hierbei zum zentralen politischen Instrument. Anlagenbetreibern von EE wurde dadurch eine uneingeschränkte Abnahmepflicht durch die Netzbetreiber – sogar mit Vorrang gegenüber anderen Stromanbietern –, und das zu attraktiven, über dem Marktpreis liegenden und von der Erlössituation der Stromversorger unabhängigen Vergütungssätzen, garantiert. Die Sätze wurden zudem für die nachfolgenden 20 Jahre fixiert und in ihrer Höhe im Laufe der Jahre degressiv angelegt, um einerseits Anreize für einen schnellen Ausbau zu geben und andererseits die Förderhöhe nach unten an kostensenkende Lerneffekte bei der Anlagenherstellung und -effizienz anzupassen. Je nach Technologie wurden die Vergütungssätze unterschiedlich hoch veranschlagt, um stark voneinander abweichende Gestehungskosten, die sich aus dem Befinden in unterschiedlichen Entwicklungsstadien ergeben, auszugleichen und so einen breiten Technologiemix sowie allen Technologien ein Hineinwachsen in die Produktivität zu ermöglichen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Erstattung der Vergütung verantwortlich. Die entstehende Unterdeckung zwischen den zu leistenden Vergütungszahlungen und den Vermarktungserlösen des beim Weiterverkauf des EE-Stroms an der Börse reichten die Netzbetreiber bislang über die EEG-Umlage als Teil des Strompreises an die Endverbraucher weiter. Dabei gab es aber über die „Besondere Ausgleichsregel“ – als Konzession an die Aufrechterhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit – für einzelne Unternehmen Privilegien bei der Höhe des Umlagensatzes. Ab Mitte 2022 entfällt die Umlage und die Unterdeckung wird über Bundesmittel durch den Energie- und Klimafonds ausgeglichen.

Ergänzt wird das Spektrum positiver, anreizsetzender wirtschaftspolitischer Instrumente durch zahlreiche – auf Anforderung bereitgestellte – beratende und finanziell Unterstützung. Zu diesen Maßnahmen zählen beispielsweise

- die energetische Gebäude- und Stadtsanierung, die mit Steuervorteilen und Investitions- (u.a. bei Heizungstausch, Fenstereinbau und Dämmung) sowie mit Tilgungszuschüssen gefördert wird,
- die Kaufprämie und steuerliche Förderung für E-Autos,
- die finanzielle Unterstützung beim Aufbau der öffentlichen und privaten Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität angesichts des angestrebten Anstiegs der E-Fahrzeuge auf 15 Millionen im Jahr 2030⁶⁹
- und Förderprogramme für Unternehmen, um zum Beispiel die Energieeffizienz zu steigern.

Darüber hinaus wird der Staat bei der Bereitstellung von im Energiewendezusammenhang benötigten öffentlichen Gütern aktiv. Im Verkehrssektor gilt es vor allem, den ÖPNV zügig auszubauen. Der Deutsche Städtetag betrachtet hier beispielsweise angesichts einer zentralen Verantwortung der Kommunen eine Aufstockung der Regionalisierungsmittel des Bundes von derzeit 9 Mrd. EUR/a auf 10 Mrd. EUR/a als notwendig.⁷⁰ Zur Bereitstellung öffentlicher Güter zählt auch die Unterstützung der den Transformationsprozess flankierenden Grundlagenforschung. Dazu gehört zum Beispiel die „Nationale Wasserstoffstrategie“, die nicht nur das Setzen eines ordnungspolitischen Rahmens zum Hochlaufen der Wasserstofftechnologie beinhaltet, sondern auch die Forschung und Entwicklung in der Technologie zu forcieren.

Nach dem Koalitionsvertrag sollen Differenzverträge, sogenannte Carbon Contracts for Difference, neu im Instrumentenkatalog aufgenommen werden.⁷¹ Unternehmen sollen damit animiert werden, in neue CO₂-arme bzw. CO₂-freie Produktionstechnologien einzusteigen, auch wenn diese teurer als konventionelle Produktionsweisen sind und damit zu Nachteilen im internationalen Wettbewerb führen. Im Rahmen von Differenzverträgen verpflichtet sich dabei der Staat, die Differenz in den Produktionskosten des laufenden Betriebs zu übernehmen. Der Bundesverband der Deutschen Industrie geht hierbei nach Informationen des Bundeswirtschaftsministers Habeck von einem Unterstützungsbedarf im mittleren dreistelligen Milliardenbereich aus. Eine teilweise Rückzahlung der Förderbeträge soll dann erfolgen, wenn aufgrund gestiegener Preise im Emissionshandel die konventionelle Produktion teurer als die neue klimafreundliche Herstellung wird. Wie die konkrete Umsetzung aussehen wird, ist derzeit allerdings noch sehr vage.

⁶⁹ Vgl. BMDV (2021).

⁷⁰ Vgl. Deutscher Städtetag (2021).

⁷¹ Vgl. Bundesregierung (2021, S. 50) und Handelsblatt (19.1.2022).

2.3 Staatliche Finanzierung von Maßnahmen bzw. zur Folgenabfederung

Die Transformation der Energieversorgung erweist sich als gesellschaftspolitische Mammutaufgabe. Viele der skizzierten Maßnahmen erfordern unmittelbar eine massive finanzielle Unterstützung bzw. hohe Mittel des Staates, um sozialpolitische Verwerfungen abzufedern. Insgesamt stehen hier die unterschiedlichsten Finanzierungstöpfe zur Verfügung. Teilweise sind sie stark dezentral über einzelne Ministerien organisiert und dienen nur der Finanzierung von Einzelmaßnahmen. Allerdings gibt es auch zentralisierte, übergreifend einsetzbare Mittel, die hier kurz vorgestellt werden sollen.

2.3.1 EU Green Deal

Im Rahmen des „EU Green Deal“ sollen für Klimaschutzaktivitäten erhebliche Mittel bereitgestellt werden. Nach Vorschlag der EU-Kommission sollen hierfür 30 % des „Mehrjährigen Finanzrahmens 2021 – 2027“ von knapp 1,1 Bio. EUR und des Programms „Next Generation EU“ in Höhe von 750 Mrd. EUR reserviert werden, so dass rund 600 Mrd. EUR zur Verfügung gestellt werden.⁷²

Zudem sollen die Einnahmen aus dem Emissionshandel zweckgebunden von den Empfängerländern für die klima- und energiebezogene Projektfinanzierung eingesetzt werden. Einnahmen aus dem Straßenverkehrs- und Gebäudesektor sollen zum Teil auch sozialverträglich eingesetzt werden und über Transferzahlungen soziale Härten abfedern.

Darüber hinaus soll ein Klima-Sozialfonds aufgelegt werden, aus dem von 2025 – 2032 72,2 Mrd. EUR durch die EU-Kommission für Investitionen in Energieeffizienz, neue Heiz- und Kühlsysteme sowie sauberere Mobilität bereitgestellt werden. Die Kommission schlägt überdies vor, dass die Mitgliedstaaten diese Investitionen in ihren Ländern im gleichen Umfang aufstocken.

2.3.2 Energie- und Klimafonds

Der deutsche Energie- und Klimafonds (EKF) wurde im Rahmen des Energiekonzepts 2010 aufgelegt und soll als eine Art Drehscheibe fungieren. Auf der einen Seite werden durch energiepolitische Instrumente neue Einnahmen generiert, die auf der anderen Seite zu Unterstützungszahlungen im Zusammenhang mit der Energiewende eingesetzt werden.

Gespeist wird der Fonds – neben unregelmäßigen Bundeszuschüssen – durch die Einnahmen aus dem CO₂-Zertifikatehandel und den CO₂-Steuereinnahmen. Der Mittelzuwachs durch die neue Steuer und die drastisch angestiegenen Zertifikatepreise haben zu einem beachtlichen Anstieg des verfügbaren Ausgabevolumens geführt. So lag das Ausgabensoll für 2021 bei 8,4 Mrd. EUR.

Insgesamt war bereits in der Finanzplanung der großen Koalition bis 2026 ein Budget von 115 Mrd. EUR vorgesehen.⁷³ Die Ampelkoalition hat diesen Betrag um 85 Mrd. EUR auf insgesamt 200 Mrd. EUR aufgestockt. 60 Mrd. EUR davon stammen allerdings aus vom Parlament wegen der Notfallsituation durch die Corona-Krise bewilligten, aber im Haushaltsjahr 2021 nicht vollständig abgerufenen Kreditermächtigungen. Das Umwidmen des ungenutzten Haushaltspostens wird aber verfassungsrechtlich von der Opposition beanstandet. In einer ersten Stellungnahme anlässlich einer Bundestagsanhörung zum Nachtragshaushalt hat auch der Bundesrechnungshof bereits Verfassungsbedenken wegen des Umgehens der grundsätzlich verankerten Schuldenbremse angemeldet.⁷⁴

Zu einem Großteil wurden die Mittel bisher eingesetzt, um seit 2021 die EEG-Umlage im Strompreis zu reduzieren. Für das erste Halbjahr 2022 erfolgt auch⁷⁵ dadurch eine Absenkung der von den Stromverbrauchern zu zahlenden EEG-Umlage von 6,50 Ct/kWh auf 3,72 Ct/kWh. Infolge des „Osterpakets“ erfolgt dann ab Juli 2022 eine komplette Deckung der Förderkosten des EE-Ausbaus durch den Energie- und Klimafonds.

Des Weiteren werden aus dem Fonds Energieeffizienzinvestitionen (einschließlich Gebäudesanierung), einzelne Klimaschutz- und Umweltprojekte sowie Forschung und Maßnahmen der Elektromobilität finanziert. So flossen 2020 2,7 Mrd. EUR in Form von Zuschüssen für das „Marktanreizprogramm Heizen mit Erneuerbaren“ und die KfW-Förderung „Energieeffizient Bauen und Sanieren“.

⁷²Vgl. Bundesregierung (2021, S. 50) und Handelsblatt (19.1.2022).

⁷³Vgl. Handelsblatt (10.12.2021), Tagesschau (13.12.2021) und Handelsblatt (8.3.2022).

⁷⁴Vgl. Handelsblatt (7.1.2022).

⁷⁵Das drastische Absenken der Umlage resultiert aber auch aus dem Anstieg der Strompreise, wodurch bei der Vermarktung des EE-Stroms höhere Erlöse entstehen und die Deckungslücke zu den höheren Vergütungszahlungen abnimmt.

2.3.3 Strukturhilfen aus der Kohlekommission

Der Ausstieg aus der Kohleverstromung (vgl. Kap. 1.5.3) entfaltet, wegen der regionalen Konzentration der Stein- und Braunkohlekraftwerke sowie des Braunkohletagebaus, erhebliche wirtschaftliche und sozio-kulturelle Belastungen für die betroffenen Regionen. Es gilt dort, nicht nur den Abbau von Arbeitsplätzen durch das Schaffen neuer attraktiver Betätigungsfelder, sondern auch den Einbruch der regionalen Wertschöpfung und eine eigendynamisch eskalierende Strukturkrise zu verhindern.

Auf Vorschlag der Kohlekommission sollen daher Strukturhilfen in Höhe von 40 Mrd. EUR verteilt auf 20 Jahre bereitgestellt werden. 14 Mrd. EUR sollen unmittelbar durch die Regionen verwaltet werden, der Rest wird über den Bund verausgabt.

Dabei sollen die Mittel „nicht auf den ‚wirtschaftlichen‘ Strukturwandel beschränkt sein, sondern verwendet werden, um zivilgesellschaftliche Aktivitäten, Lebensqualität und weiche Standortfaktoren zu stärken und weiterzuentwickeln.“⁷⁶

⁷⁶Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019, S. 84).

3 Physikalisch-technische Herausforderungen der Energiewende

Die vorstehenden Betrachtungen beschäftigten sich im Wesentlichen mit den Zielen einer regenerativen Stromerzeugung – so, wie sie in der aktuellen politischen und gesellschaftlichen Diskussion diskutiert werden. In diesem Abschnitt gilt es, die physikalisch-technischen Handlungsbedarfe einer Gesamtenergiewende in einer ganzheitlichen Betrachtung mit Hilfe verschiedener Szenarien zu beleuchten.

Untersucht werden, auf Basis überschlüssiger Top-Down- und detaillierter Bottom-Up-Berechnungen, die Konsequenzen der gerade vor dem Hintergrund des Ukraine-Kriegs weit verbreiteten Forderung nach bzw. Hoffnung auf eine möglichst vollständige, autarke Energieversorgung Deutschlands und welche Schlussfolgerungen sich hieraus ziehen lassen.

3.1 Eingangsbetrachtungen

Das für die Zukunft zu betrachtende, ausschließlich aus EE gespeiste Energieversorgungssystem besteht im Wesentlichen aus (vgl. Abb. 3.1)

- den Energiequellen „Erneuerbare Energien“, überwiegend dargestellt aus Windkraft auf See, Windkraft an Land, Photovoltaik (Freiflächenanlagen, Dachanlagen), Biomasse-Kraftwerke, Lauf-/Speicherwasser-Kraftwerke;
- den Verbrauchern Raumwärme, Kälte, Strom, Warmwasser, Prozesswärme, Verkehr;
- dem verlustbehafteten Übertragungsnetz inklusive Wandlern, wie Umrichter und Transformatoren;
- den saison- und jahresübergreifenden Langzeit-Speichern sowie den „Puffern“ zur Zwischenspeicherung bis zu 8 Stunden⁷⁷;
- den die Energieverluste erzeugenden Komponenten „Verluste“ (wie z.B. Übertragungsleitungen, Umrichter, Brennstoffzellen, Elektrolyse-Anlagen, Selbstentladung, Betriebsenergie). Die Verluste sind im Bild pauschal mit 25% angegeben, hängen aber erheblich von der Art der verwendeten Technologien ab. Entsprechend ergibt sich für das Gesamtsystem pauschal ein Wirkungsgrad von 75%.⁷⁸
- Sonstige Komponenten werden für die weiteren Betrachtungen als untergeordnet angesehen.

⁷⁷Aufgrund nachfolgend dokumentierter Darstellungen kann zunächst davon ausgegangen werden, dass der Speicherbedarf ca. 20% der Primärenergie beträgt.

⁷⁸Im Jahr 2021 betrug für Deutschland der Primärenergieverbrauch 3.305 TWh und der Endenergieverbrauch 2.317 TWh [BMWi2021a]. Dies entspricht einem Gesamtwirkungsgrad von 70,1%. Eine deutliche Steigerung der Effizienz aufgrund zunehmender Elektrifizierung des Verkehrs und durch den Einsatz von Wärmepumpen zur Erzeugung von Raumwärme zu erwarten.

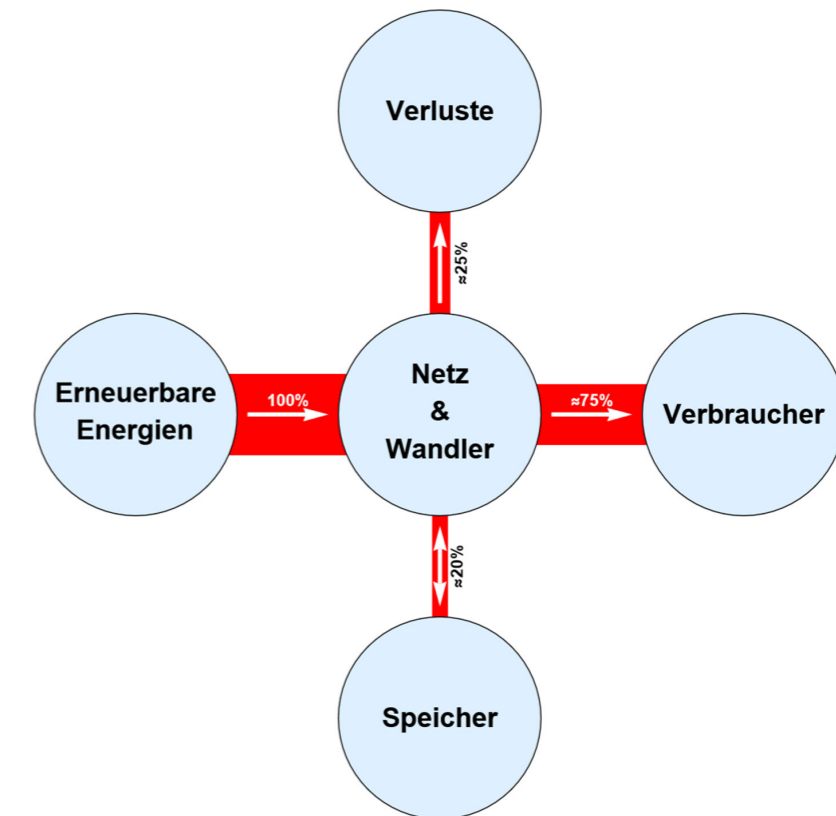


Abb. 3.1: Wesentliche Komponenten eines EE-Energieversorgungssystems: Eigene Darstellung.

Der bisherige EE-Ausbau, 2002 bis 2021, wird mit Hilfe von Datensammlungen wie zum Beispiel des BMWi (2021a) und ECH (2022) erfasst. Der bis 2030 geplante EE-Ausbau ist im EEG (2021) bzw. im Koalitionsvertrag⁷⁹ angegeben. Der danach mögliche EE-Ausbaupfad wird unter Vorgabe einer jährlich in das Energiesystem einzuspeisenden EE-Primärenergie $W_{\text{primär}}$ mit Hilfe einiger Kennwerte ermittelt.

⁷⁹Bundesregierung (2021).

3.1.1 Kennwerte der Berechnungen

Datengrundlage für die nachfolgenden Betrachtungen sind die in Tab. 3.1 tabellierten Kennwerte.⁸⁰

	P_{Nenn} [MW/km ²]	k [G€/GW]	η [%]	A_{max} [km ²]	A_{max} [%BRD]	\hat{P}_{Nenn} [GW]	\bar{P} [GW]	W_{max} [TWh/a]	K_{max} [G€]
Photovoltaik, Freifläche	65. ±10.	0.75 ±0.17	11.2	51824	14.5	3369. ±518.	377. ±58.	3305. ±508.	2510. ±691.
Photovoltaik, Dach	176.1	1.11 ±0.10	10.3	1045	0.3	184.	19	166.	204. ±18.
Wind an Land	29.4	1.39 ±0.18	24. ±5.	8711	2.4	256.1	61.5	538. ±112.	356. ±46.
Wind auf See^{*)}	9.83 ±0.16	3.5 ±0.4	40.8	4845. ±24.	./.	70.	28.6	250.186	251. ±32.
Biomasse^{**)}	./.	./.	52.5	23000	6.4	9.3	4.9	42.8	./.
Laufwasser	./.	./.	37.4	./.	./.	4.2	1.6	13.8	./.

^{*)} A_{max} → heute ausgewiesene Seefläche. Ab Spalte 7 sind die Werte auf die im Koalitionsvertrag 12/2021 angegebene Nennleistung von 70 GW (bis 2045) angepasst.

^{**)} Die Biomassefläche teilt sich auf in 15.000 km² für Biogas und 8.000 km² für Bio-Treibstoff.

A_{max} : Maximal verfügbare Flächen inkl. Flächen mit "weichen Restriktionen".

P_{Nenn} , W_{max} , K_{max} : Durch Flächenrestriktionen begrenzte Maximalwerte für Nennleistung, Jahresenergieeinspeisung, Erstkosten.

Hinweis: 1 G€=10⁹ €=1 Mrd. €.

Tab. 3.1: EE-spezifische Eckdaten

Quellen: Eigene Darstellung.

Für die in der Tabelle aufgeführten EE-Quellen sind in den jeweiligen Spalten angegeben:

- Spalte 2: Die auf die Brutto-Stellfläche bezogene spezifische EE-Nennleistung p_{Nenn} .⁸¹ Pro Quadratmeter lassen sich beispielweise rund 65 MW Nennleistung bei PV-Freiflächenanlagen installieren.
- Spalte 3: Die leistungsspezifischen Erstinstallationskosten k der EE-Quellen; die Kosten werden als Mittelwert aus den Angaben mehrerer Quellen⁸², die die derzeitigen und zukünftigen spezifischen Kosten ausweisen, ermittelt. Ein GW an PV-Freiflächenanlage etwa verursacht Erstinstallationskosten von ca. 0,75 Mrd. EUR.
- Spalte 4: Der Ausnutzungsgrad η der EE-Quellen. Dabei handelt es sich um den Quotienten aus Volllaststundenzahl und Jahresstundenzahl (8760 h). Eine PV-Freiflächenanlage zum Beispiel liefert im Jahr umgerechnet so viel Strom, als wäre sie an 0,112 • 8760 h = 981 h im Volllastbetrieb.
- Spalte 5: Die maximal in Deutschland für die jeweilige Versorgungsart verfügbaren Brutto-Stellflächen A_{max} (absolut und relativ zur Fläche Deutschlands; Landflächen).⁸³ Diese Angaben zu den insgesamt nutzbaren Flächen beinhalten „frei“ verfügbare Landflächen sowie Landflächen, die „weichen Restriktionskriterien“⁸⁴ unterliegen. So stünden nach gegenwärtigem Stand beispielsweise für die Ausstattung mit PV-Freiflächenanlagen in Deutschland rund 51.824 km², das sind rund 14,5 % der Fläche Deutschlands, zur Verfügung.
- Spalte 6: Die resultierenden auf den verfügbaren Flächen maximal installierbaren Nennleistungen \hat{P}_{Nenn} . Bei 51.824 km² an verfügbarer Fläche könnten z.B. PV-Freiflächenanlagen bei einer flächenspezifischen Nennleistung von 65 MW/km² rund 3.369 GW (= 3,369 TW) an Nennleistung bereitstellen.

⁸⁰ Die Werte stammen aus zahlreichen Einzelquellen, die der Übersichtlichkeit halber nicht weiter aufgeführt werden. Die Toleranzwerte ergeben sich bei deutlich voneinander abweichenden Quellenangaben.

⁸¹ Flächenspezifische Leistung: PV, Dach: Mit <https://www.eigensonne.de/wirkungsgrad-solarzelle/> und unter Berücksichtigung des Reduktionsfaktors für nicht-nutzbare Dachflächen (https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninno2010/files/pr/PR_Loedl.pdf, S. 6), $[Rho]=0.8$, folgt für die tatsächlich bestenfalls erzielbare Leistungsdichte: 75 MW/qkm. PV, Freifläche: <https://solar-direktinvest.de/photovoltaik/freiflaeche-vermieten/ackerland-verpachten/> Wind an Land: Aus Umweltbundesamt (2019) ergibt sich mit Tabelle 8, Zelle rechts unten, S. 64, für den Bundesdurchschnitt: 29,42 MW/qkm.

⁸² Vgl. zum Beispiel: Fraunhofer ISE (2018).

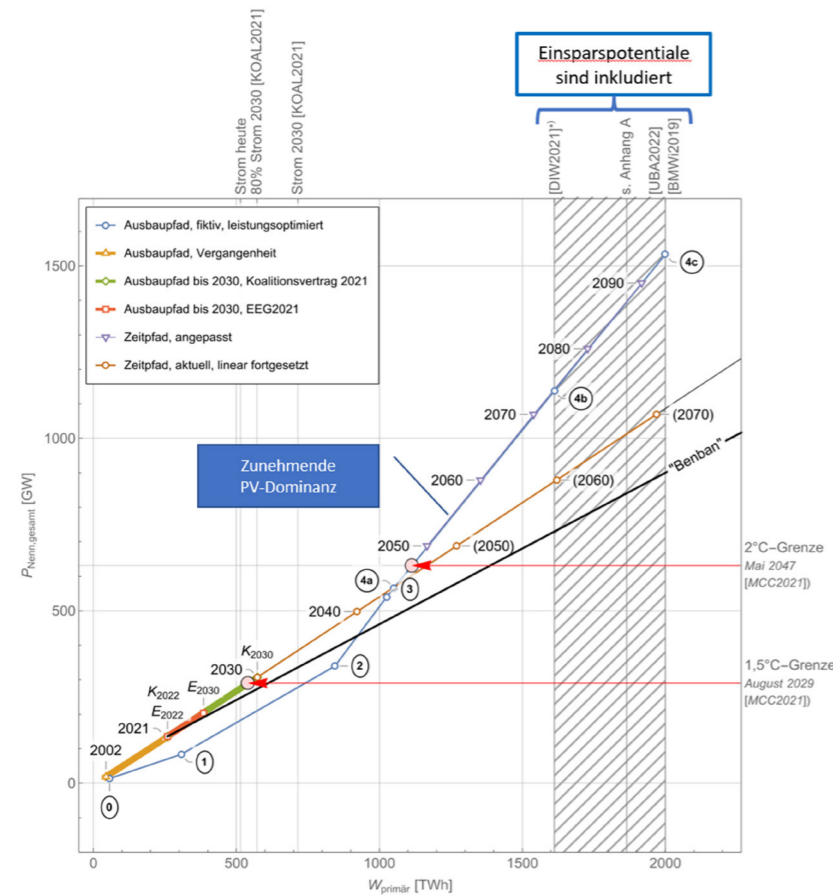
⁸³ Lt. verwendeter Quelle ([BMVI2015]: „Räumlich differenzierte Flächenpotential für erneuerbare Energien in Deutschland“. BMVi-Online-Publikation, Nr. 08/2015, ISSN 2364-6020.) könnten für Windkraft an Land sogar mehr wie 2% der Fläche Deutschlands zur Verfügung stehen.

⁸⁴ „Weiche Restriktionskriterien“ sind z. B. Natura-2000- und Landschaftsschutzgebiete. Zum Vergleich: „Harte Restriktionskriterien“ sind z.B. Siedlungs- und Waldflächen, Naturschutzgebiete sowie bestimmte Überschwemmungsgebiete. (<https://www.energieatlas-bw.de/sonne/freiflaechen/potenzialanalyse>)

- Spalte 7: Die resultierenden Jahresdurchschnittsleistungen \bar{P} . Da die PV-Freiflächenanlagen ihre volle Leistung durchschnittlich nur zu 11,2 % abrufen, stünden davon im Durchschnitt lediglich 0,112 • 3.369 = 377 GW = 0,377 TW zur Verfügung.
- Spalte 8: Die resultierenden maximal mit den jeweiligen EE-Quellen erzeugbaren Jahresenergien W_{max} . Für PV-Freiflächenanlagen ergibt sie sich, indem die durchschnittliche abrufbare Leistung von 0,377 TW mit den Stunden eines Jahres multipliziert wird (0,377 • 8760 = 3.305 TWh/a) bzw. indem die Volllaststunden aus Spalte 4 mit der Nennleistung aus 6 multipliziert wird (3,369 TW • 981 h = 3.305 TWh/a).
- Spalte 9: Die resultierenden zur Darstellung von \hat{P}_{Nenn} maximal anfallenden Investitionskosten K_{max} . Soll das aktuell verfügbare Flächenpotential für PV-Freiflächenanlagen ausgeschöpft werden, resultieren insgesamt Investitionskosten von 2.510 Mrd. EUR, die sich unter Berücksichtigung rundungsbedingter Abweichungen ergeben aus: 0,75 Mrd. EUR/GW • 0,065 GW/km² • 51824 km².

3.1.2 Erforderlicher EE-Ausbau

In Abb. 3.2 wird der EE-Ausbau der Vergangenheit, der politisch geplante sowie der zukünftig mögliche EE-Ausbau zusammen mit wichtigen Eckwerten dargestellt. Dargestellt ist die installierte Gesamt-Nennleistung $P_{Nenn,gesamt}$ über der aus EE zu erzeugenden Primärenergie $W_{primär}$. Die Gesamt-Nennleistung ist die Summe aller Einzel-Nennleistungen der jeweils installierten oder zu installierenden EE-Quellen⁸⁵.



* [DIW2021] gibt einen Wert für die Endenergie an. Die Primärenergie ergibt sich unter der Annahme eines Gesamtwirkungsgrades von 75%. Sie ist daher 33% höher wie die prognostizierten Endenergie. Grund: Netz- und Speicherverluste, Degradation.

E_{2022} , E_{2030} : Eckpunkte [EEG2021]
 K_{2022} , K_{2030} : Eckpunkte [KOAL2021]

- 0: Biomasse und Wasser, ...
- 1: ... zzgl. Windkraft auf See (ausgebaut), ...
- 2: ... zzgl. Windkraft an Land (verfügbare Flächen ausgeschöpft), ...
- 3: ... zzgl. Photovoltaik, Dach (verfügbare Flächen ausgeschöpft), ...
- 4: ... zzgl. Photovoltaik, Freifläche (a→1.050-TWh-Marke, b→1.600-TWh-Marke, c→2.000-TWh-Marke)

Anmerkung:
 Ab Punkt 3/4a nur noch Zubau von Freiflächen-PV möglich, da nur noch hierfür freie Flächen verfügbar. Daher wg. deutlich geringerem Ausnutzungsgrad Steigung des Ausbaupfades erheblich steiler wie der linear fortgesetzte aktuelle Ausbaupfad.

Abb. 3.2: EE-Ausbau-Pfade und Eckwerte für eine autonome Energieversorgung Deutschlands
 Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung

⁸⁵Vgl. Wagner (2017) Bild 2 und 4.

Die in der Abb. 3.2. in Orange dargestellte Linie (Punkt 2002 bis 2021) zeigt den Fortschritt des EE-Ausbau von 2002 bis 2021. Innerhalb dieses Zeitraums wurde die Nennleistung/EE-Energie von 18,6 GW bzw. 43,5 TWh/a auf 128,5 GW bzw. 248,3 TWh gesteigert. Dies entspricht einem mittleren jährlichen Zuwachs von 6,1 GW bzw. 11,4 TWh/a. Die rote Linie zwischen den Punkten E_{2022} und E_{2030} zeigt den gemäß EEG (2021) bis 2030 geplanten Zubau von 135,5 GW bzw. 259 TWh/a auf 203,3 GW bzw. 385 TWh/a, was einem mittleren jährlichen Zuwachs von 7,5 GW bzw. 14 TWh/a und somit einer leichten Beschleunigung der mittleren Zubaurate der Jahre 2002 bis 2020 entspricht. Dieser Zubau wird zur Deckung des heutigen inländischen Strombedarfs (im Krisenjahr Jahr 2020 lag er bei etwa 550 TWh/a) nicht ausreichen. Mit dem Koalitionsvertrag ist beabsichtigt, diesen Mangel teilweise zu beheben.⁸⁶ Bei einem im Jahre 2030 erwarteten Strombedarf von 715 ± 35 TWh sollen zumindest 80% hiervon, also 594 ± 50 TWh, aus EE gedeckt werden. Die grüne Linie zwischen den Punkten K_{2022} und K_{2030} repräsentiert den entsprechend geplanten Ausbau: Die mittlere Ausbaurate soll somit auf 19,9 GW bzw. 34,8 TWh/a erhöht werden. Dies erfordert eine sofortige Beschleunigung des derzeit geplanten Ausbaufortschritts um etwa einen Faktor von 2,7, wobei sich dieser Wert ausschließlich auf den Zubau von EE-Quellen bezieht; der Ersatz von im Rückbau befindlichen EE-Quellen ist nicht berücksichtigt. Der zusätzliche Aufwand für Netzausbau, Zubau neuer Gas-/H₂-Kraftwerke, Rückbau abgeschalteter Kraftwerke, Ausbau der Ladeinfrastruktur für E- oder H₂-Fahrzeuge, Nachrüstung städtischer Netze zur deutlichen Erhöhung deren Belastbarkeit, energetische Sanierung bestehender Gebäude, Herstellung von E-Fahrzeugen usw. sind hier noch hinzuzufügen.

Augenscheinlich liegen die drei Ausbaupfade „Vergangenheit“, EEG (2021) und Bundesregierung (2021) in einer Linie. Dies legt es zunächst nahe, diese Ausbaulinien zur Darstellung höherer Primärenergien im Diagramm linear fortzusetzen: Braune Linie. Die längs dieser Linie ausgewiesenen Zahlen geben die Jahre an, zu denen sich die jeweiligen EE-Primärenergien bei Einhaltung des im Koalitionsvertrag geplanten Ausbaufortschritts erreichen ließen.

Die blaue Linie längs der Punkte 0-1-2-3-4a-4b-4c stellt einen fiktiven EE-Ausbau dar, der verfolgt werden müsste oder der hätte verfolgt werden müssen, wenn zur Erzielung einer bestimmten Primärenergie möglichst wenig Nennleistung installiert werden soll oder hätte installiert werden sollen. Ausgehend von Punkt 0, vorhandene Biomasse- und Wasserkraft, wäre es aufgrund der Leistungsdaten optimal gewesen, zunächst die Windkraft auf See auszuschöpfen (0 → 1), danach die Windkraft an Land (1 → 2), danach die Dach-Photovoltaik (2 → 3) und anschließend die Freiflächen-Photovoltaik (3 → 4a, b, c). An den Punkten 1, 2 und 3 sind die für die jeweiligen EE-Ressourcen verfügbaren Areale ausgeschöpft. Mit Erreichen des Punktes 4a ($W_{primär} = 1050$ TWh, $P_{Nenn,gesamt} = 565$ GW) sind nach heutigem Kenntnisstand die Areale für Windkraft an Land und Dach-Photovoltaik vollständig ausgeschöpft.⁸⁷ Windkraft auf See ist gemäß des Koalitionsvertrags auf 70 GW gedeckelt. Ab hier kann dann nur noch Freiflächen-Photovoltaik mit ihrem in Deutschland geringen Ausnutzungsgrad von $\approx 11\%$ zugebaut werden.⁸⁸ Das EE-System wird ab Punkt 4a zunehmend PV-dominiert sein; dies wird zunehmend den mittleren Ausnutzungsgrad des EE-Systems reduzieren.

Dies bedeutet, dass die extrapolierte braune Ausbaulinie ab Punkt 3 in die blaue Ausbaulinie übergeht, was den Verlaufsknick erklärt. Die längs der blauen Ausbaulinie ab Punkt 4a ausgewiesenen Jahreszahlen ergeben sich aus der Annahme, dass sich die zuzubauende Nennleistung von PV-Freiflächenanlagen auch weiterhin nur mit der Geschwindigkeit erweitern lässt, wie dies bei einem Ausbau mit bisherigem EE-Mix der Fall wäre. Lässt sich der Zubau schneller bewerkstelligen, rücken die Jahreszahlen längs der blauen Linie entsprechend weiter auseinander.

Die schwarze mit „Benban“ bezeichnete Linie kennzeichnet ebenfalls einen fiktiven Ausbaupfad. Er ergäbe sich, wenn die Energieversorgung aus Erneuerbaren ab 2022 konsequent in sonnenstarke Regionen der Welt verlegt werden könnte. So weist zum Beispiel die 1,5-GW-Photovoltaikanlage bei Benban, Ägypten, einen Ausnutzungsgrad von etwa 26% auf.⁸⁹ Dieser ist rund 2,5-mal größer als der Ausnutzungsgrad von 11% in Deutschland. Entsprechend weniger Leistung müsste somit – dann allerdings bei Auslandsabhängigkeit – installiert werden. Und auch die Bauzeiten sind im Ausland teilweise geringer. So betrug die Bauzeit einer 2,2-GW-Anlage in der chinesischen Provinz Qinghai nur 4 Monate.⁹⁰

Sämtliche denkbaren Ausbaulinien werden im Bereich zwischen der schwarzen Linie und dem braun-blauen Linienzug E_{2022} -4a-4c liegen.

⁸⁶Vgl. Bundesregierung (2021).

⁸⁷Vgl. BMVI (2015).

⁸⁸Der Ausnutzungsgrad einer Photovoltaikanlage in der Sahara, z.B. die 1,5-GW-PV-Anlage in Benban, erzielt hingegen einen Wert von $\approx 26\%$ [EBR2019]. Der derzeitige Gesamtausnutzungsgrad (Wind an Land/auf See, Photovoltaik, Biomasse, Wasserkraft) liegt derzeit bei ca. 21,7%.

⁸⁹Vgl. EBR (2019).

⁹⁰Vgl. IWR (2020). Dies entspricht einer in Deutschland zubaubaren Nennleistung/-energie von 6,6 GW/a bzw. 15 TWh/a.

Der grau schraffierte Bereich kennzeichnet den in den Szenarien verschiedener Projektstudien postulierten Primärenergiebedarf im Jahre 2050. So geben das Bundesumwelt- und Bundeswirtschaftsministerium einheitlich einen aus EE zu deckenden 2050-Primärenergiebedarf von 2.000 TWh/a an; dies entspricht ca. 60% des Primärenergiebedarfs im Jahr 2021. Der hingegen vom DIW erwartete Endenergiebedarf beträgt 1.209 TWh/a, der sich dann aufgrund des postulierten Gesamtwirkungsgrades von 75% auf etwa 1.600 TWh/a Primärenergie umrechnen lässt; dies entspricht knapp 50% des Primärenergiebedarfs im Jahr 2021.⁹¹ Aus den vom Wuppertal Institut angegebenen Daten lässt sich ein Primärenergiebedarf von im Mittel 1.865 TWh ableiten;⁹² dabei variieren die Einzelwerte der untersuchten Szenarien zwischen 1.684 und 2.018 TWh. Bei Annahme höherer System-Wirkungsgrade, z.B. 80%, verringern sich diese Werte, wobei nicht davon auszugehen ist, dass hierdurch noch eine massive Reduzierung des Primärenergiebedarfs erzielt wird. Weitere Studien prognostizieren sogar einen höheren 2050-Primärenergiebedarf als 2.000 TWh.⁹³ In den genannten Werten sind Einsparpotential bereits inkludiert. In der Gesamtschau erscheinen uns die „offiziellen“ Werte der beiden Bundesministerien (2.000 TWh/a) derzeit am plausibelsten.

Der grau schraffierte Bereich wird von der blauen Ausbau-Linie zwischen den Jahren 2070 und 2080 erreicht (Punkt 4b in Abb. 3.2), mit einer EE-Erzeugung von 2.000 TWh/a Primärenergie könnte nach dem Jahr 2090 gerechnet werden (Punkt 4c in Abb. 3.2).

Gemäß des Mercator Instituts, das via Internet eine fortlaufend IPCC-konform aktualisierte „CO₂-Uhr“ zur Verfügung stellt, werde die Grenze der CO₂-bedingten Erhöhung der mittleren atmosphärischen Temperatur von 1,5°C bereits im August 2029 überschritten⁹⁴: Unterer roter Pfeil in Abb. 3.2. Die international maximal akzeptierbare Temperaturzunahme um 2°C werde demnach im Mai 2047 erreicht: Oberer roter Pfeil in Abb. 3.2. In Konsequenz bedeutet dies, dass die Bemühungen Deutschlands selbst nach Überschreiten dieser Grenztemperatur noch nicht zu der gewünschten klimaneutralen Energieversorgung Deutschlands führen werden. Bereits zum Zeitpunkt der Überschreitung der 1,5°C-Marke wird Deutschland trotz der mit dem Koalitionsvertrag proklamierten zusätzlichen Herausforderungen – im Vergleich zum EEG (2021) soll der Ausbaufortschritt um den Faktor 2,7 erhöht werden⁹⁵ – erst 80% seines für 2030 prognostizierten Strombedarfs aus EE darstellen. Die neuen, im „Osterpaket“⁹⁶ zunächst einmal nur deklarierten Ambitionen der Bundesregierung haben wir in unsere Analyse noch nicht aufgenommen.

Gelänge die Auslagerung der Energieerzeugung Deutschlands in die sonnenstarken Gebiete der Welt, ließe sich unter idealen Bedingungen der fiktive Ausbaupfad gemäß der Linie „Benban“ umsetzen. Zur Erzielung von Primärenergien von 1.600 TWh bzw. 2.000 TWh allein in Deutschland bis zum Jahr 2045 müsste im Vergleich zur PV-Anlage in der chinesischen Qinghai-Provinz (s.o.) die leistungsspezifische Bauzeit um einen Faktor 4 bis 5 verkürzt werden, z.B. durch verstärkten Einsatz entsprechenden Fachpersonals, wenn dies denn verfügbar wäre.⁹⁷

3.2 Top-Down-Betrachtung zum Speicherbedarf

Die unterschiedlichen Verläufe der EE-Erzeugerleistung und der Bedarfsleistung erfordern zwingend eine diese Leistungsdifferenzen ausgleichende Speicherkapazität. Die tatsächlich erforderliche Gesamt-Speicherkapazität, die sowohl Langzeit- als auch Kurzzeitspeicher (Puffer)⁹⁸ umfasst, lässt sich nur mit aufwändigen Programmen wie zum Beispiel dem Energiewendeplaner des Westfälischen Energieinstituts ermitteln.⁹⁹ Grund hierfür sind die zwingend zu berücksichtigenden Übertragungs- und Wandler-Verluste im EE-System, die sich nur iterativ berechnen lassen. Diese hängen zudem von der Art der zu verwendenden Speicher ab.

Dennoch lässt sich unter Vernachlässigung dieser Verluste mit Hilfe einer überraschend überschaubaren Top-Down-Berechnung sowie bei rechnerischer Gleichbehandlung der verschiedenen Speichertypen¹⁰⁰ eine Abschätzung des mindestens erforderlichen Langzeit-Speicherbedarfs durchführen.

⁹¹Vgl. DIW (2021).

⁹²Vgl. Samadi/Lechtenböhrer (2022).

⁹³Vgl. Nitsch (2014, S. 20) und Ausfelder (2017, S. 99).

⁹⁴Vgl. MCC (2021). Ablesedatum: 15.12.2021.

⁹⁵Vgl. Kap. 1.5.4.1.

⁹⁶Vgl. Kap. 1.5.4.1.

⁹⁷Die derart gewonnene Energie müsste dann voraussichtlich in Form von in „grünem“ Wasserstoff chemisch gebundener Energie via Pipelines oder Tankfrachter von Deutschland importiert werden. Die Transporte können aber „bei größeren Distanzen schwierig bzw. teuer“ sein (Samadi/Lechtenböhrer (2022, S. 32)). Weiterhin ist der erhöhte Energiebedarf bei der zur Wasserstoffgewinnung erforderlichen Elektrolyse zu berücksichtigen.

⁹⁸Langzeitspeicher sind saison- oder jahresübergreifende Speicher. Puffer gleichen die stunden-, tages- oder wochenweise auftretenden Leistungsunterschiede aus.

⁹⁹Zwei mit dem WEI-Energiewendeplaner berechnete Szenarien werden weiter unten diskutiert. Informationen zum frei verfügbaren Energiewendeplaner können über den folgenden Link abgerufen werden: <https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/energiewende-planer/>

¹⁰⁰Es wird nicht unterschieden zwischen z.B. Batterie-, Pump- oder Gasspeichern usw.

3.2.1 Erläuterungen zur Berechnung

Die Berechnung zur Ermittlung der mindestens erforderlichen Speicherkapazität erfordert zunächst die Bestimmung der normierten Energiezufuhr der jeweiligen EE-Quellen. Zur Erläuterung wird das Beispiel in Abb. 3.3 herangezogen. Im linken Teilbild ist beispielhaft der Verlauf der Photovoltaikleistung im Jahr 2018 über der Zeit (Einheit: Monate) dargestellt.¹⁰¹ Diese ist auf ihren Maximalwert normiert und daher in Prozent angegeben. Deutlich zeigt sich die erhebliche Abhängigkeit des generellen Verlaufs der Leistung von der Jahreszeit: Zur Winterszeit sind die stündlichen Leistungsamplituden¹⁰² gering, in der Sommerzeit sind sie hoch. Der Verlauf stellt sich dem Augenschein nach als amplitudenmoduliertes Rauschsignal dar. Nach Integration des Leistungsverlaufs ergibt sich der im rechten Teilbild dargestellte Verlauf der entsprechenden PV-Energiezufuhr während des Jahres 2018. Diese ist auf ihren Maximalwert am Ende des betrachteten 12-Monate-Zeitraums normiert und variiert daher zwischen 0% und 100%. Es ergibt sich ein PV-typisches S-förmiges Energiezufuhr-Signal. Der Wert bei t=8 Monate zum Beispiel bedeutet, dass nach 8 Monaten bereits 80% der PV-Jahresenergie eingespeist sind. Zum Vergleich ist mit der in Grau angedeuteten Diagonale ein ideal linearer Verlauf dargestellt.

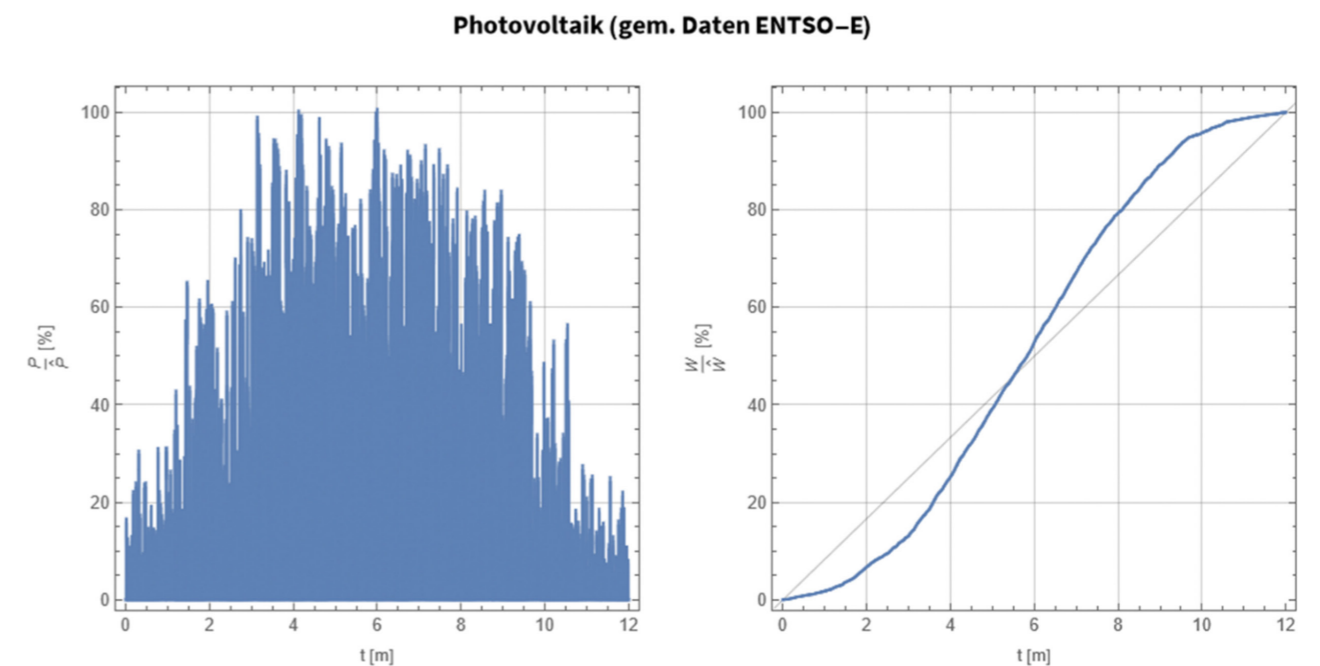


Abb. 3.3: Normierte PV-Leistung im Jahr 2018 (links) und normierte PV-Energiezufuhr im Jahr 2018 (rechts). Normierte Energiezufuhr mittels Integration abgeleitet. Weitere Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Top-Down-Berechnung werden nun in gleicher Weise die für mehrere Jahre verfügbaren Leistungssignale für Photovoltaik, Wind an Land und Wind auf See herangezogen, integriert und normiert.¹⁰³ Für alle anderen, erheblich weniger bedeutenden EE-Quellen wie Biomasse- und Wasserkraft-Anlagen werden lineare Energieverläufe angenommen. Gleiches wird für die bekannten Stromverbrauchsverläufe durchgeführt. Im Rahmen WEI-interner Studien wurden außerdem literaturgestützt Leistungsverläufe für Verkehr¹⁰⁴, Prozesswärme, Warmwasser und Raumwärme¹⁰⁵ bestimmt. Für Prozesswärme und Warmwasserverbrauch werden gemittelte Leistungswerte angenommen. Im Hinblick auf deren anschließende Integration ist dies zulässig, da, abgesehen von wenigen, nicht ins Gewicht fallenden Zeiten innerhalb eines Jahres¹⁰⁶, davon ausgegangen werden kann, dass hier ein wochen- oder zumindest monatsweise kontinuierlicher und daher nicht ausgeprägt jahreszeitabhängiger Energiebedarf angenommen werden darf.

¹⁰¹Ursprüngliche Daten von ENTSOE. Der Einfluss der im Laufe dieses Jahres zunehmenden installierten Leistung auf die Leistungsausbeute ist berücksichtigt.

¹⁰²Hierbei handelt es sich um die jeweils über eine Stunde gemittelten Leistungsamplituden. Während der jeweiligen Stunde können die sekundengenauen Leistungsamplituden höher oder niedriger ausfallen.

¹⁰³Für Photovoltaik und Wind an Land liegen die Leistungssignale für die Jahre 2012 bis 2019, für Windkraft an Land die Leistungssignale von 2015 bis 2019 vor. Datenquelle ist ENTSOE.

¹⁰⁴Datengrundlage ist eine in FFE (2019) angegebene Leistungsbedarfskurve für e-Mobilität (PKW und LKW), die für den vorliegenden Zweck digitalisiert und auf ein Jahr erweitert wurde.

¹⁰⁵Datengrundlage sind die auf die Temperaturverläufe in ca. 20.000 Gemeinden Deutschlands basierenden Wärmeleistungsverläufe, die mit dem über 2 Jahre erhobenen stündlichen Wärmeleistungsverlauf an der Westfälischen Hochschule abgeglichen wurden. Der betrachtete Zeitraum erstreckt sich von 2012 bis 2018.

¹⁰⁶Zum Beispiel die Weihnachts- und Neujahrszeit.

Die jahresweise verfügbaren Energieverläufe der jeweiligen EE-Leistungstypen werden anschließend gemittelt. Das Ergebnis zeigt Abb. 3.4.

Die durchgehenden Verläufe, schwarze Kurven, zeigen die aus den jeweiligen Jahresverläufen gemittelten normierten Energieverläufe, die grauen Bereiche kennzeichnen deren Streuung im Laufe der betrachteten Jahre. Photovoltaik, Wind an Land, Wind auf See und Raumwärme zeigen erwartungsgemäß teilweise sehr stark ausgeprägte saisonalen Abhängigkeiten. Hingegen zeigen die Verläufe für den Stromverbrauch, den Verkehr, die Prozesswärme, den Warmwasserverbrauch in sehr guter Näherung eine lineare Abhängigkeit von der Zeit. Die starken Fluktuationen der diesen Energieverläufe zugrundeliegenden Leistungsverläufe fallen dabei nicht mehr ins Auge. Dies ist auf das über längere Zeiträume betrachtet kontinuierliche Verbraucherverhalten zurückzuführen. Per Augenschein kann für die weitere Berechnung festgelegt werden, dass diese Verläufe in sehr guter Näherung direkt proportional zur Zeit sind.

Für Primärenergien $W_{primär} > 1.000 \text{ TWh}$, bei denen außer für die Freiflächen-Photovoltaik die jährlichen Energieausbeuten für die anderen EE-Quellen fix sind,¹⁰⁷ ergibt sich folgender Formelsatz zur Berechnung der zum Signalausgleich mindestens¹⁰⁸ erforderlichen Gesamt-Speicherkapazität:

$$C_{Speicher,min} = \text{Max} [\Delta W_{Speicher}[t]] - \text{Min} [\Delta W_{Speicher}[t]]$$

mit

$$\Delta W_{Speicher}[t] = W_{primär} \left(w_{PV}[t] - \mu_{RW} \left(w_{RW}[t] - \frac{t}{8760h} \right) - \frac{t}{8760h} \right) + G[t]$$

und

$$G[t] = \widehat{W}_{WL}(w_{WL}[t] - w_{PV}[t]) + \widehat{W}_{WS}(w_{WS}[t] - w_{PV}[t]) + \widehat{W}_{BL} \left(\frac{t}{8.760h} - w_{PV}[t] \right)$$

¹⁰⁷Durch die arealen Restriktionen sind die maximalen jährlichen Energieausbeuten der jeweiligen Energieträger gemäß Spalte 9 in Abb. 3.2 bereits vorgegeben.

¹⁰⁸Tatsächlich muss die Speicherkapazität größere Werte annehmen, da durch Verluste der Wandler zwischen Speicher und Verbraucher Energie verloren geht. Diese muss also zusätzlich im Speicher verfügbar sein. Außerdem sind noch Selbstentladungsverluste und Sicherheitsreserven zu berücksichtigen.

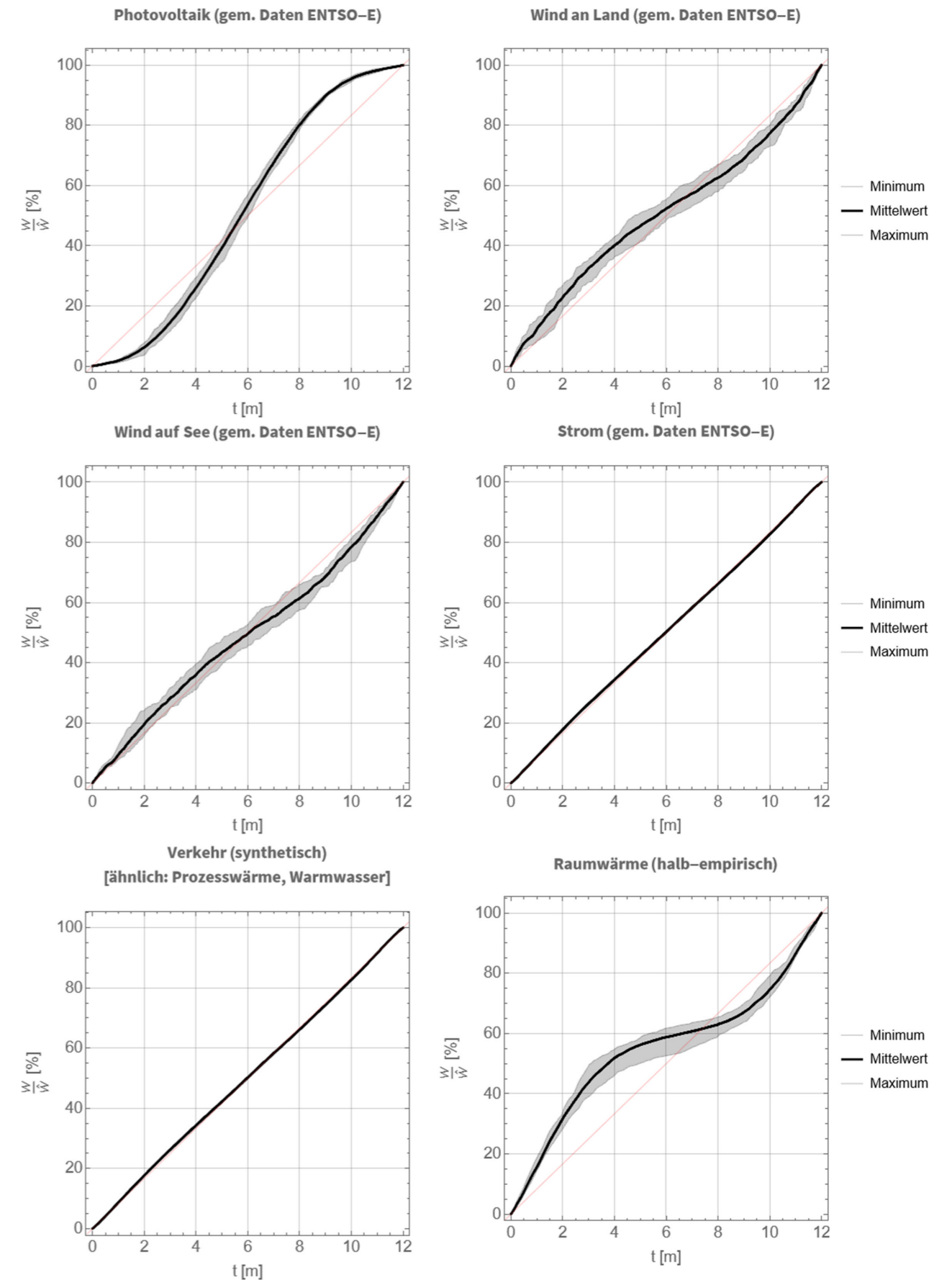


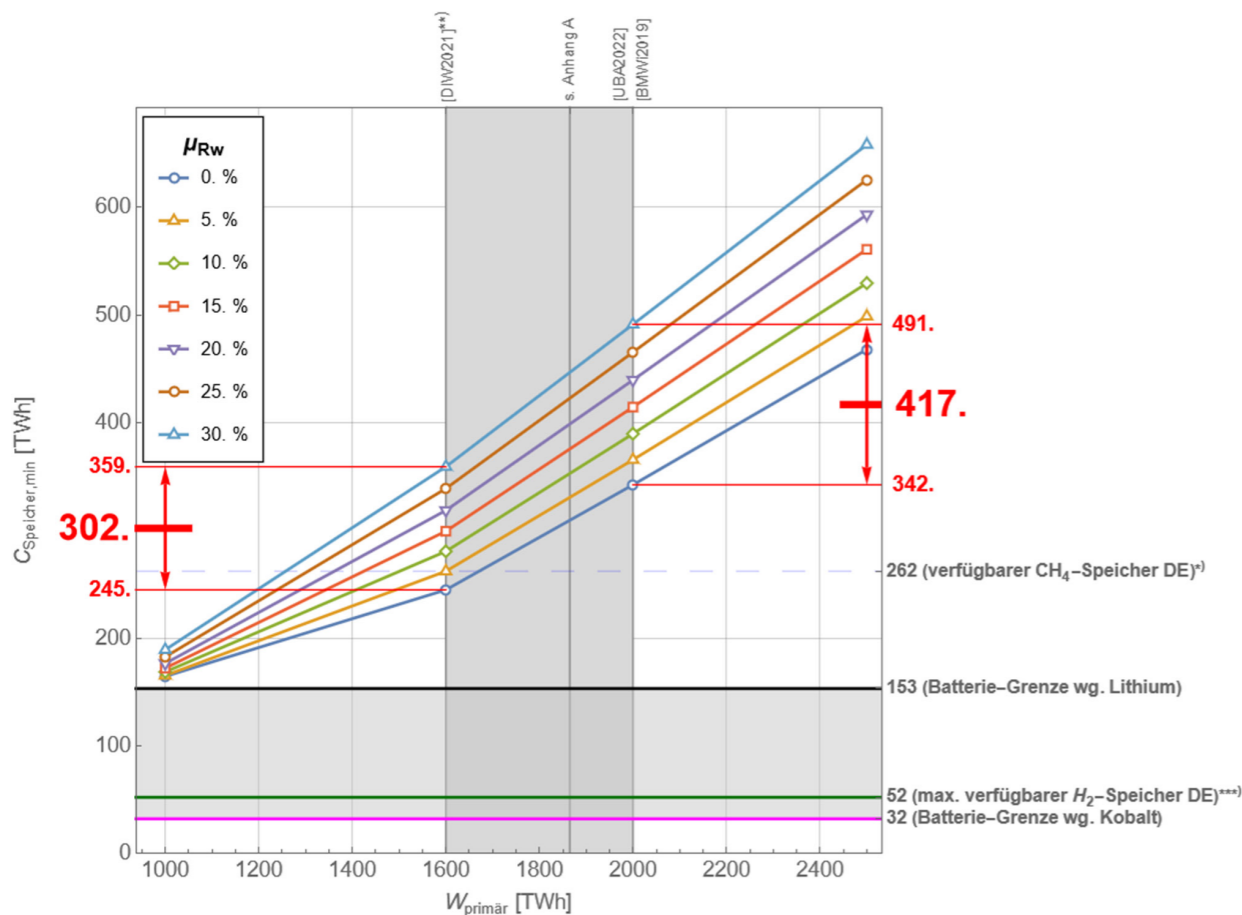
Abb. 3.4: Gemittelte normierte jährliche Energiezufuhr verschiedener Erzeuger- und Verbrauchertypen während eines Jahres. Weitere Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

Mit der Zeit t beschreiben $\Delta W_{\text{Speicher}}$ die Energiezu-/abfuhr in/aus dem Energiespeicher, $W_{\text{primär}}$ die prognostizierte Primärenergie, w_{PV} , w_{WL} , w_{WS} und w_{RW} die normierten Energieverläufe von Photovoltaik (Freifläche und Dach, Index PV), Wind an Land (Index WL), Wind auf See (Index WS) und für die Raumwärme gemäß Abb. 3.4, sowie \bar{W}_{WL} , \bar{W}_{WS} , \bar{W}_{BL} die maximalen Jahresenergien für Wind an Land, Wind auf See und Biomasse/Wasserkraft (Index BW).¹⁰⁹ μ_{RW} ist der prozentuale Anteil der Jahresraumwärme an der Primärenergie. Die nicht explizit erscheinenden Jahresenergiebedarfe für die Photovoltaik Dach/Freifläche sind implizit in den Formeln enthalten.

Überraschend ergibt sich, dass die mindestens erforderliche Gesamt-Speicherkapazität $C_{\text{Speicher,min}}$ nur noch von den Parametern $W_{\text{primär}}$ und μ_{RW} abhängt.

3.2.2 Ergebnis

Die Berechnungsergebnisse sind für den Ausbaupfad 4a-4c, siehe Abb. 3.2, $1.000 \text{ TWh} \leq W_{\text{primär}} \leq 2.500 \text{ TWh}$, $0\% \leq \mu_{\text{RW}} \leq 30\%$, in Abb.3.5 dargestellt.



- * [NWR2022]: "Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland". Nationaler Wasserstoffrat, 15.01.2022.
- ** [DIW2021] gibt eine Endenergie von 1.209 TWh an. Bei einem anzunehmenden Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung Primärenergie → Endenergie von 75% ergibt dies eine Primärenergie von ca. 1.600 TWh.
- *** Gem. [NWR2022] könne bei gleichem Speichervolumen mit Wasserstoff 20% des Energieinhalts von Erdgas gespeichert werden. Davon könnten in vorhandenen Kavernenspeichern mit Sicherheit 33 TWh gespeichert werden. Ob in Porenspeicher weitere 29 TWh gespeichert werden können, wird derzeit (2022) untersucht.

Abb. 3.5: Minimaler Speicherbedarf $C_{\text{Speicher,min}}$ in Abhängigkeit von der mindestens erforderlichen jährlichen Primärenergie $W_{\text{primär,min}}$. Parameter: Anteil der Raumwärme an der Primärenergie $\mu_{\text{Raumwärme}}$. Weitere Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁰⁹Werte für die Jahresenergien siehe Tab. 3.1, Spalte 9.

Dabei ist die mindestens erforderliche Speicherkapazität $C_{\text{Speicher,min}}$ über der Primärenergie $W_{\text{primär}}$ aufgetragen. Parameter ist der Raumwärmeanteil an der Primärenergie μ_{RW} . Der grau hinterlegte vertikale Bereich kennzeichnet den Bereich der voraussichtlich interessierenden Primärenergien (vgl. Abb. 3.2), der in hellerem Grau hinterlegte horizontale Bereich den Bereich voraussichtlich verfügbarer Speicherkapazitäten.

Die Grafik zeigt, dass für den interessierenden Primärenergiebereich in Abhängigkeit vom prozentualen Raumwärmebedarf Speicherkapazitäten von mindestens $302 \pm 57 \text{ TWh}$ bis $417 \pm 74 \text{ TWh}$ vorzusehen sind. Diese Werte liegen deutlich oberhalb des Bereichs der weltweit darstellbaren Speicherkapazitäten für Li-Ionen-Batterien (32 bis 153 TWh), horizontaler hellgrauer Bereich.¹¹⁰

Praktische Erfahrungen mit einem bereits ausgeführten 5-MWh-Batterie-Kraftwerk¹¹¹ zeigen, dass dieses zur Versorgung der Rechen- und Klimatechnik eine jährliche Betriebsenergie von 210 MWh/a benötigt.¹¹² Hochgerechnet auf einen Batterie-Kraftwerkspark mit einer Gesamtkapazität von $359 \pm 51 \text{ TWh}$ bedeutete dies eine Betriebsenergie von etwa $15.078 \pm 2.142 \text{ TWh}$, was ungefähr dem Zehnfachen des entsprechenden Primärenergiebedarfs entspricht. Selbst bei einer Reduzierung um den Faktor 10 durch technologischen Fortschritt würde dieser zusätzlich aufzubringende Betriebsenergiebedarf die zu gewinnende EE-Primärenergie in inakzeptabler Weise verdoppeln.

Die Kosten für Batterie-Kraftwerke liegen heute bei 300 bis 1.100 Mrd. EUR/TWh¹¹³ installierter Speicherkapazität.¹¹⁴ Zukünftig könnten auch 164 EUR/kWh möglich sein.¹¹⁵ Selbst beim zuletzt genannten Wert ergäben sich noch Investitionskosten von 59 Bio. EUR ($\pm 15 \text{ Bio. EUR}$). Bei einer aus heutiger Sicht großzügig angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren wären dies jährliche Abschreibungen in Höhe von $2,4 \pm 0,6 \text{ Bio. EUR/a}$.

Li-Ionen-Batterien fallen somit unseres Erachtens aufgrund dieser inakzeptabel hohen Werte (Rohstoffbedarf, Betriebsenergie, Investitionskosten) als Langzeit-Speicher grundsätzlich aus.¹¹⁶ Inwieweit erheblich kostengünstigere Batteriespeicherkraftwerke erheblich höherer Leistungs-/Energiedichte bei gleichzeitig erheblich geringeren Betriebsleistungen verfügbar gemacht werden können, ist derzeit nicht erkennbar. Hinzu kommt mit Blick auf die Nachhaltigkeitsfrage, die Begrenztheit der zur Batterieherstellung erforderlichen Ressourcen.

Im Vergleich hierzu erscheint die Langzeitspeicherung in Wasserstoffspeichern auf den ersten Blick sehr attraktiv,¹¹⁷ da bei der Erzeugung und Speicherung „grünen Wasserstoffs“ zunächst keine prinzipiellen Rohstoffgrenzen erkennbar sind. Bei Beschränkung der Betrachtungen auf Deutschland allein ergibt sich allerdings, dass die derzeit genutzten Erdgas-Speicher mit einer Kapazität von 262 bis 274 TWh lediglich für Wasserstoff mit einem Brennwert von theoretisch maximal 85 TWh ausreichend sind.¹¹⁸ In der Praxis seien allerdings nur 20%, also 52 bis 55 TWh, realisierbar, davon mit Sicherheit 33 TWh in den vorhandenen Kavernenspeichern; inwieweit die restlichen 19 TWh einschränkungsfrei in Porenspeichern eingelagert werden können, sei derzeit Gegenstand von Untersuchungen.¹¹⁹ Sollen von diesen Vorräten Gas-to-Power-Anlagen (Brennstoffzellen, Wasserstoff-Turbinen) betrieben werden, ist u.E. bei deren Netto-Output aufgrund unvermeidlicher Umwandlungsverluste mit einer weiteren Reduktion um ca. 50% zu rechnen. Sind Anteile der Verluste für Fernwärme nutzbar, erhöht sich der Wirkungsgrad entsprechend, u.E. aber nicht maßgeblich. Somit reicht auch dieses Reservoir bei weitem nicht zur Deckung des Speicherbedarfs aus. Ob sich dieses Defizit durch eine adäquate Erhöhung des Speicherdrucks und/oder durch eine Erweiterung des Speichervolumens in erforderlicher Weise ausgleichen lässt, steht unseres Wissens derzeit nicht im Fokus; eine maßgebliche Erhöhung der Speicherkapazität erwarten wir nicht.

¹¹⁰Für eine 50-kWh-Li-Ionen-Batterie werden derzeit 6 kg Lithium und 11 kg Kobalt eingesetzt. Die Weltreserven an Lithium betragen derzeit 18,4 Mt, die Weltreserven an Kobalt 7,1 Mt. Die hiermit darstellbaren Speicherkapazitäten liegen daher bei maximal 32 TWh; sollte künftig weniger Kobalt eingesetzt werden können, entsprechend mehr, aber nicht mehr als die durch den Lithium-Weltvorrat begrenzte Speicherkapazität von 153 TWh.

¹¹¹Das Kraftwerk stellt kurzfristig Regelleistung bis zu 5 MW zur Verfügung.

¹¹²Vgl. Struck (2015).

¹¹³1 G€=10⁹ €=1 Mrd. €, 1 T€=10¹² €=1 Bio. €

¹¹⁴Vgl. Wikipedia (2022), Struck (2015) und Deutscher Bundestag (2019).

¹¹⁵Vgl. OSM (2019).

¹¹⁶Weiterhin ist noch der Flächenbedarf eines Li-Ionen-Batterie-Kraftwerks von derzeit mindestens 44 km²/TWh zu berücksichtigen (Batterie-Speicherkraftwerk Schwerin-Lankow der WEMAG, Neumühler Weg 8). Bei einer Gesamtkapazität von $359 \pm 51 \text{ TWh}$ wäre derzeit eine Fläche von mindestens $15.800 \pm 2.200 \text{ km}^2$ erforderlich.

¹¹⁷Vgl. auch EWE (2022).

¹¹⁸Bei gleichen physikalischen Bedingungen (Druck, Volumen) hat Methan einen Heizwert von ca. 11 kWh/m³, Wasserstoff hat einen Heizwert von etwa 3 kWh/m³

¹¹⁹Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2022) und BNA (2022).

Andere Speicher, insbesondere Pumpspeicher-Kraftwerke, spielen angesichts der erforderlichen Speicherkapazitäten keine Rolle, da in diesen lediglich Energie von insgesamt ca. 37 GWh bei einer Nettogesamtleistung von 6,3 GW gespeichert werden können.¹²⁰ Pumpspeicher-Kraftwerke können im Stundenbereich (6 ± 2 h) als Leistungsreserve genutzt werden. Auf ausländische Speicher-Kraftwerke kann über Import/Export zurückgegriffen werden, wenn diese dort nicht selbst benötigt werden und insoweit es die entsprechenden Anschlussleistungen der Interkonnektoren zulassen.

In jedem Fall ist die fehlende Speicherkapazität u.E. durch einen kontinuierlichen und an den jeweiligen saisonalen Energiebedarf angepassten Zufluss von Wasserstoff aus dem nicht-europäischen Ausland, z.B. Westafrika, sicherzustellen.¹²¹ Dies gilt u.E. nicht nur für Deutschland, sondern für alle Länder Europas, die eine Umstellung ihrer Energieversorgung nach dem Vorbild Deutschlands planen.

3.3 Bottom-Up-Betrachtung zweier Eck-Szenarien

Bisher wurden Ergebnisse präsentiert, die sich auf Kenndaten gemäß Tab 3.1 sowie auf gemessene und synthetisch erstellte gemittelte Energieverläufe gemäß Abb. 3.4 stützen. Dabei wurden die zu installierenden EE-Nennleistungen und die Speicherbedarfe allgemein in Abhängigkeit der Primärenergie und des Raumwärmeanteils hieran ermittelt. Zur Eingrenzung der denkbaren Primärenergien wurde auf Literaturwerte zurückgegriffen (1.600 bis 2.000 TWh). Für die Raumwärme wurde der Wertebereich ohne Einschränkung der Allgemeinheit zwischen 0 % und 30 % der jeweiligen Primärenergien festgelegt. Die Aufteilung der Energie auf die sonstigen Verbrauchertypen Strom, Verkehr, Prozesswärme, Warmwasser konnte dabei offen gelassen werden. Energieverluste durch Wandler und Übertragung sowie jahresübergreifende Effekte, z.B. windschwache/windstarke Jahre, wurden nicht in die Rechnung einbezogen.

Zur Behebung dieser und auch weiterer Einschränkungen¹²² hat das WEI das im Internet frei verfügbare Tool des „Energiewende-Planers“ entwickelt, mit dessen Hilfe sich Bottom-Up-Berechnungen aufgrund detaillierter Angaben zu den Endenergieverbrauchern durchführen lassen.¹²³ Der Energiewende-Planer berücksichtigt die Kopplung der einzelnen Energiesektoren gemäß dem „Prinzip Kupferplatte“.¹²⁴ Er verknüpft die Erzeugungsarten EE (Wind an Land/auf See, Photovoltaik, Biomasse, Sonstige) und konventionelle Energien (z.B. Erdgas), verschiedene Speichertypen (Batterie, Pump, Wasserstoff-, Methan-, Wärmespeicher, Sonstige) mit den Verbrauchern Strom, Wärme (Nieder- und Hochtemperatur) und Transport (Elektro, Wasserstoff, Methan). Gegebenenfalls erforderlicher Energieimport/-export ist ebenfalls einbezogen.

Komponentenbezogene technische und kaufmännische Daten werden im Detail berücksichtigt: Installierte Leistung/Speicherkapazität, Leistungskappung, Wirkungsgrad(e) Kraftwerk oder Speicher, Anteil nutzbarer Abwärme, Jahresnutzungsgrad, Abschreibungsdauer, mittlere technische Lebensdauer, leistungs- und/oder kapazitätsspezifische Kosten, Flächenbedarf, Selbstentladung von Speichern, jährliche Degradation von Komponenten während ihrer Lebensdauer, Aufteilung des Verkehrs in gas- oder elektrisch betriebene Fahrzeuge, Jahresverbräuche von Strom, Transport und Verkehr, Wärme. Eine Smart-Grid-Simulation ist ebenfalls implementiert.

Der Energiewende-Planer greift auf Daten aus der Vergangenheit zurück und projiziert diese in die Zukunft. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich die wesentlichen Charakteristiken des Energieeintrags sowie des Energieverbrauchs auch in Zukunft nur unwesentlich ändern werden. Die Verwendung langjähriger Verläufe hilft bei der Erfassung langfristiger Effekte der Energiezufuhr. Hierdurch wird auch der Einfluss wind- und sonnenstarker bzw. -schwacher Jahre auf den tatsächlichen Langzeit-Speicherbedarf berücksichtigt.

Über die Angabe von Wirkungsgraden der einzelnen Wandler werden Energieverluste erfasst, die insbesondere bei umfassender Verwendung von Wasserstoff- oder Methanspeichern innerhalb einer entsprechenden Power-to-Gas-to-X-Kette eine große Rolle spielen können.

¹²⁰Vgl. Heinloth (2017).

¹²¹Im Rahmen des „H₂ ATLAS-AFRICA Projekts“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung werden derzeit die Potenziale der PV-gestützten „grünen Wasserstoffherzeugung“ in West-Afrika (insbesondere auch in den Wüstengebieten von Mali und Niger) erforscht. Vgl. BMBF (2021). https://www.bmbf.de/bmbf/de/home_documents/potenzialatlas-wasserstoff-afr-ergieversorger-der-welt-werden.html (abgerufen am 07.04.2022).

¹²²Außer Übertragungsverluste: Diese werden nach wie vor ausgeklammert.

¹²³Weitergehende Informationen siehe <https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/energiewende-planer/> und Löffler/Lux/Laubinger/Synofzik (2019a) sowie Löffler/Lux/Laubinger/Synofzik (2019b).

¹²⁴Prinzip Kupferplatte: Transiente Netzvorgänge im Netz wie zum Beispiel bei Schalthandlungen auftretende Überspannungen oder zeitliche Verzögerungen beim Hochfahren von Kraftwerken werden nicht betrachtet.

Die Leistungseinträge von Wind- und Sonnenenergie ins Energieversorgungssystem verlaufen in Deutschland antizyklisch. Während aus statistischer Sicht im Sommer mit viel Sonnenenergie bei wenig Windenergie zu rechnen ist, sind die Verhältnisse in der kalten Jahreszeit umgekehrt (vgl. Abb. 3.4). Insofern können sich Wind- und Sonnenenergie im Sinne einer ausgleichenden Unterstützung in der Energiezufuhr ergänzen. Eine auf diesem Sachverhalt gegründete optimierte Anpassung der installierten Wind- und PV-Leistungen führt zu einer Minimierung des Speicherbedarfs. Der Energiewende-Planer führt diese Optimierung unter Berücksichtigung des Lastverlaufs und eventuell vorgegebener Leistungsrestriktionen (z.B. aufgrund begrenzter Areale) durch.

- Elektro-Szenario (Löffler u.a. (2019a)): Ein rein elektrisches System (also batteriebetriebener/elektrifizierter Verkehr, Batteriespeicher, elektrisch erzeugte Raumwärme inkl. Wärmepumpen- und Infrarotheizungsnutzung, elektrisch erzeugte Prozesswärme usw.).
- H₂-Szenario (Löffler u.a. (2019b)): Ein stark wasserstoffbetontes System (Wasserstoffspeicher, Wasserstoffwärme, Elektrolyse und Brennstoffzelle, Brennstoffzellen-Fahrzeuge usw.).

Für beide Szenarien wird heutiges Nutzerverhalten zugrundegelegt. Die in Tab. 3.1 angegebenen Eckdaten sind durch Eckdaten, wie sie bei Durchführung der Berechnungen 2019 vorlagen, ersetzt, siehe die entsprechenden Detailberichte (Löffler u.a. (2019a/b)). Flächenrestriktionen bleiben zugunsten einer Anpassung der installierten Leistungen von Windkraft und Solarkraft unberücksichtigt; diese Anpassung erlaubt die Ermittlung des minimal erforderlichen Speicherbedarfs.

3.3.1 Elektro-Szenario

Im betrachteten „Elektro-Szenario“, bei dem vom Einsatz nahezu ausschließlich elektrischer Betriebsmittel ausgegangen wird, sind als Speichermedien überwiegend Batterie-Kraftwerke vorgesehen. Eingabedaten und Berechnungsergebnisse sind im Detail in Löffler u.a. (2019a) dokumentiert.

Abb. 3.6 zeigt in vereinfachter Weise das Energieflussschema eines EE-Energieversorgungssystems zusammen mit den im „Elektro-Szenario“ ermittelten Eckwerten Leistung, Energie, Fläche, Kosten.

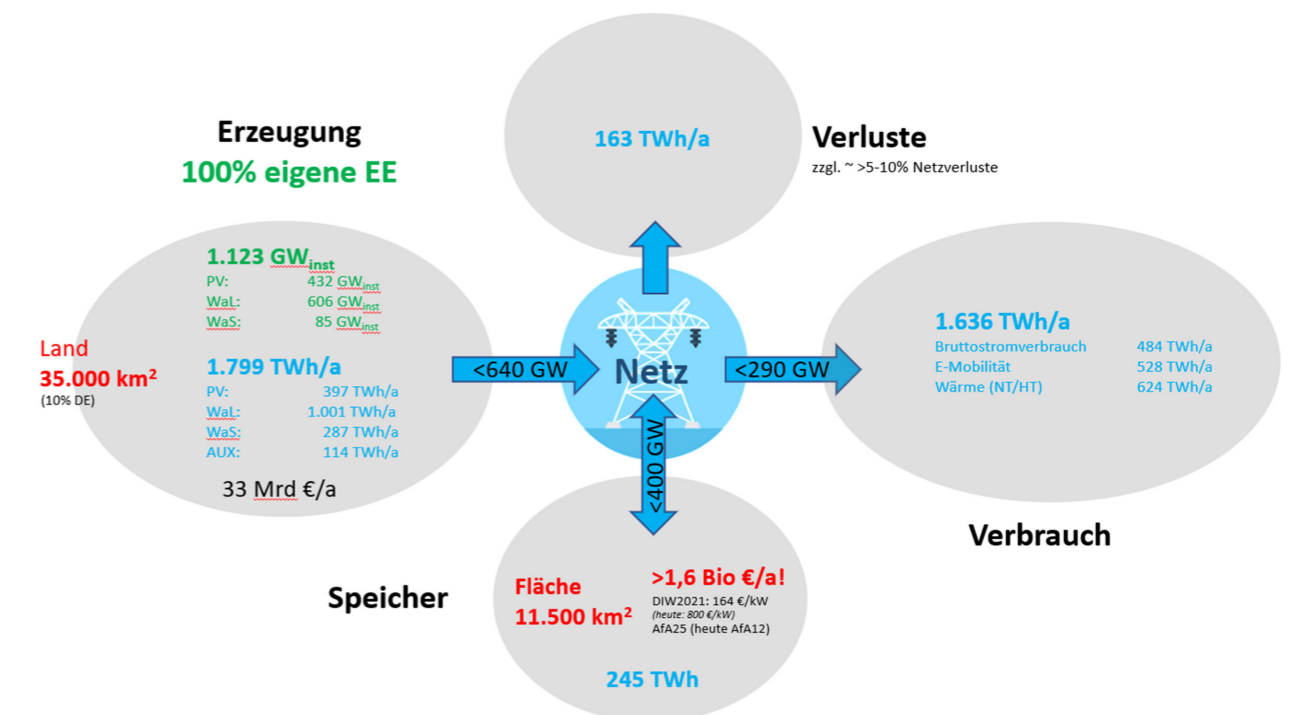


Abb. 3.6: Schematischer Aufbau der EE-Energieversorgung mit Eintrag der Ergebnisse eines Rechenlaufs mit dem WEI-Energiewendeplaner, Elektro-Szenario.

Quelle: Eigene Darstellung.

Der Endenergieverbrauch ergibt sich demnach zu 1.636 TWh/a, wobei der Bruttostromverbrauch 484 TWh/a, der Verbrauch der E-Mobilität (Personen- und Lastverkehr) 528 TWh/a und der Wärmeverbrauch 624 TWh/a betragen. Die Versorgung der Verbraucher geschieht mit einer maximalen elektrischen Leistung von 290 GW (heute: <89 GW). Auf der Eingangsseite werden 1.752 TWh/a zur Verfügung gestellt. Zu dieser Energie tragen die Photovoltaik 397 TWh/a, Windkraft an Land 1.001 TWh/a, Windkraft auf See 287 TWh/a und andere (z.B. Biomasse, Wärmepumpen) 114 TWh/a bei. Hierfür sind Leistungen wie folgt zu installieren: Photovoltaik 432 GW, Wind an Land 606 GW, Wind auf See 85 GW; insgesamt also 1.123 GW, zu denen noch geringfügige Anteile für Biomasse, Lauf- und Speicherwasser hinzukommen. Die zu Spitzenzeiten ins Netz eingekoppelte Leistung beträgt bis zu 640 GW (heute <89 GW). Die beanspruchte Landfläche ist aufgrund der vorausgesetzten Restriktionsfreiheit nur von den Werten der installierten Leistungen abhängig bzw. a priori unbeschränkt. Sie ergibt sich zu 35.000 km²; die jährlichen Kosten für die EE-Anlagen belaufen sich auf 33 Mrd. EUR/a. Der durch die optimierte Aufteilung der EE-Erzeuger minimierte Batteriespeicherbedarf beträgt 245 TWh. Zu Spitzenzeiten wird der Batteriespeicher mit Leistungen bis zu 400 GW geladen. Der Speicherbedarf ist somit erheblich geringer als der beim Top-Down-Szenario (etwa 290 bis 400 TWh; vgl. Abb. 3.5).

Allerdings bleibt die oben diskutierte Problematik der zu hohen Kosten, der nicht verfügbaren Ressourcen und der sehr hohen Betriebsenergien weiterhin bestehen. Die überwiegend durch Umspeichervorgänge verursachten Verluste betragen nach Umwidmung von Wärmeverlusten in Raumwärme und ohne Berücksichtigung von Netzverlusten 163 TWh/a bzw. 9,3% der Primärenergie.¹²⁵

In der Gesamtschau bestätigt dieses detailliert berechnete, rein elektrische Szenario trotz seines hohen energetischen Wirkungsgrades von etwa 90%¹²⁶ den bereits oben aufgestellten Befund, dass ein EE-Energiesystem, das nur oder überwiegend aus rein elektrischen Speicher- und Verbrauchs-Komponenten besteht, nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit umsetzbar sein dürfte.

Das alternative H₂-Eckszenario wird nachfolgend betrachtet. Da hier die gravierenden materiellen Nachteile des Elektro-Szenarios auf den ersten Blick vollständig entfallen, erscheint dieses für die Zwecke der Energiewende bereits a priori besser geeignet.

3.3.2 H₂-Szenario

Im „H₂-Szenario“, bei dem vom Einsatz nahezu ausschließlich mit Wasserstoff arbeitender Speicher ausgegangen wird, werden als entsprechende Betriebsmittel überwiegend Power-to-Gas-to-X-Anlagen vorgesehen. Auch hier werden die oben berücksichtigten Flächenrestriktionen wieder zugunsten einer Anpassung der installierten Leistungen von Windkraft und Solarkraft zur Minimierung des Speicherbedarfs fallen gelassen. Eingabedaten und Berechnungsergebnisse sind im Detail in Löffler u.a. (2019b) dokumentiert. Abb. 3.7 zeigt wieder das vereinfachte Energieflussschema.

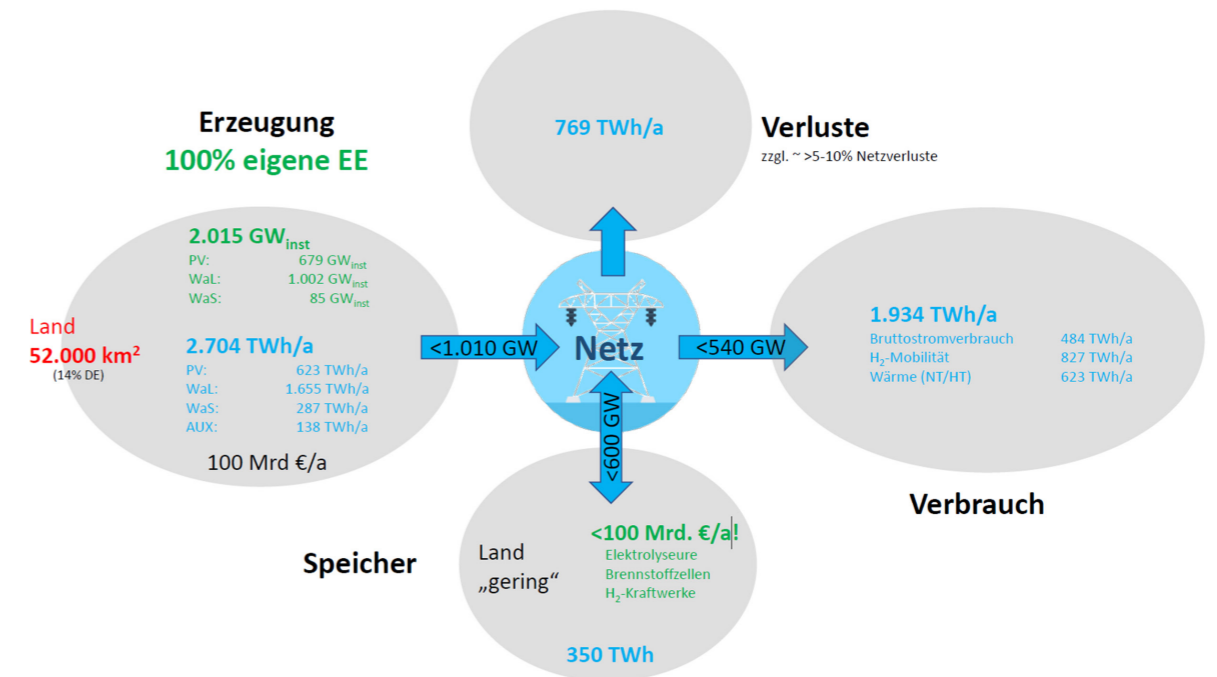


Abb. 3.7: Schematischer Aufbau der EE-Energieversorgung mit Eintrag der Ergebnisse eines Rechenlaufs mit dem WEI-Energiewendeplaner, H₂-Szenario. Quelle: Eigene Darstellung.

Die Daten lassen sich aus dem Bild in gleicher Weise ablesen wie in Abb. 3.6. Auffällig ist die erheblich höhere zu installierende Gesamt-Nennleistung von 2.015 GW; diese ist um knapp 80% höher als im Elektro-Szenario. Hiermit verbunden ist eine Erhöhung der jährlichen Primärenergie um ca. 50%. Der Flächenbedarf erhöht sich entsprechend ebenfalls um knappe 50%. Die Kosten der Erzeugeranlagen verdreifachen sich. Die ins Netz eingespeiste Leistung erhöht sich um knapp 60% auf 1.010 GW, die vom Verbraucher aus dem Netz abgerufene Leistung um fast 90% auf 540 GW. Der Endverbrauch erhöht sich um etwa 18% und ist somit vergleichsweise nahezu unverändert geblieben. Dies ist darauf zurückzuführen, dass vom gleichen Verbraucherverhalten ausgegangen wird wie beim Elektro-Szenario. Lediglich der Energieanteil „Verkehr“ hat sich erhöht, da hier von der im Vergleich zu E-Mobilität energetisch weniger effizienten H₂-Mobilität ausgegangen wird.

Die erforderliche Speicherkapazität, hier Wasserstoff-Speicher, erhöht sich um gut 40% auf 350 TWh. Grund sind die im Vergleich zum Elektro-Szenario erheblich höheren Ein-/Auspeicher-Verluste. Allerdings sind die Kosten bzw. der Landflächenbedarf¹²⁷ der Speicherung nahezu vernachlässigbar im Vergleich zu den beim Elektro-Szenario für die Speicherung ermittelten Werten. Die energetischen Verluste sind mit 796 TWh um einen Faktor von knapp 5 erheblich größer als im rein elektrischen Fall. Sie betragen 28% der Primärenergie. Dies ist auf die enormen Verluste durch die Elektrolyse und die Brennstoffzellen oder in Wasserstoffturbinen zurückzuführen. Sie sind etwa 50% höher als der heutige Stromverbrauch. Diese Verluste können nicht mehr weiter für Heizzwecke genutzt werden.¹²⁸

¹²⁵Bei Berücksichtigung der Netzverluste dürfte etwa der gleiche Anteil nochmal hinzukommen. Entsprechend müssten dann die zu installierenden Leistungen erhöht werden.

¹²⁶Der Wirkungsgrad des heutigen Energieversorgungssystems beträgt lediglich 66%.

¹²⁷Wasserstoff kann unterirdisch oder in Pipelines gespeichert werden. Seine Speicherung trägt somit nicht zum Landverbrauch bei.

¹²⁸Nutzbare Verlustwärme wird bei der Berechnung bereits berücksichtigt.

3.4 Zwischenfazit Top-Down-/Bottom-Up-Berechnung

Die Ergebnisse der oben dargestellten Top-Down- und Bottom-Up-Berechnungen werden zusammen mit einer Illustration zum Flächenbedarf in Abb. 3.8 erfasst.

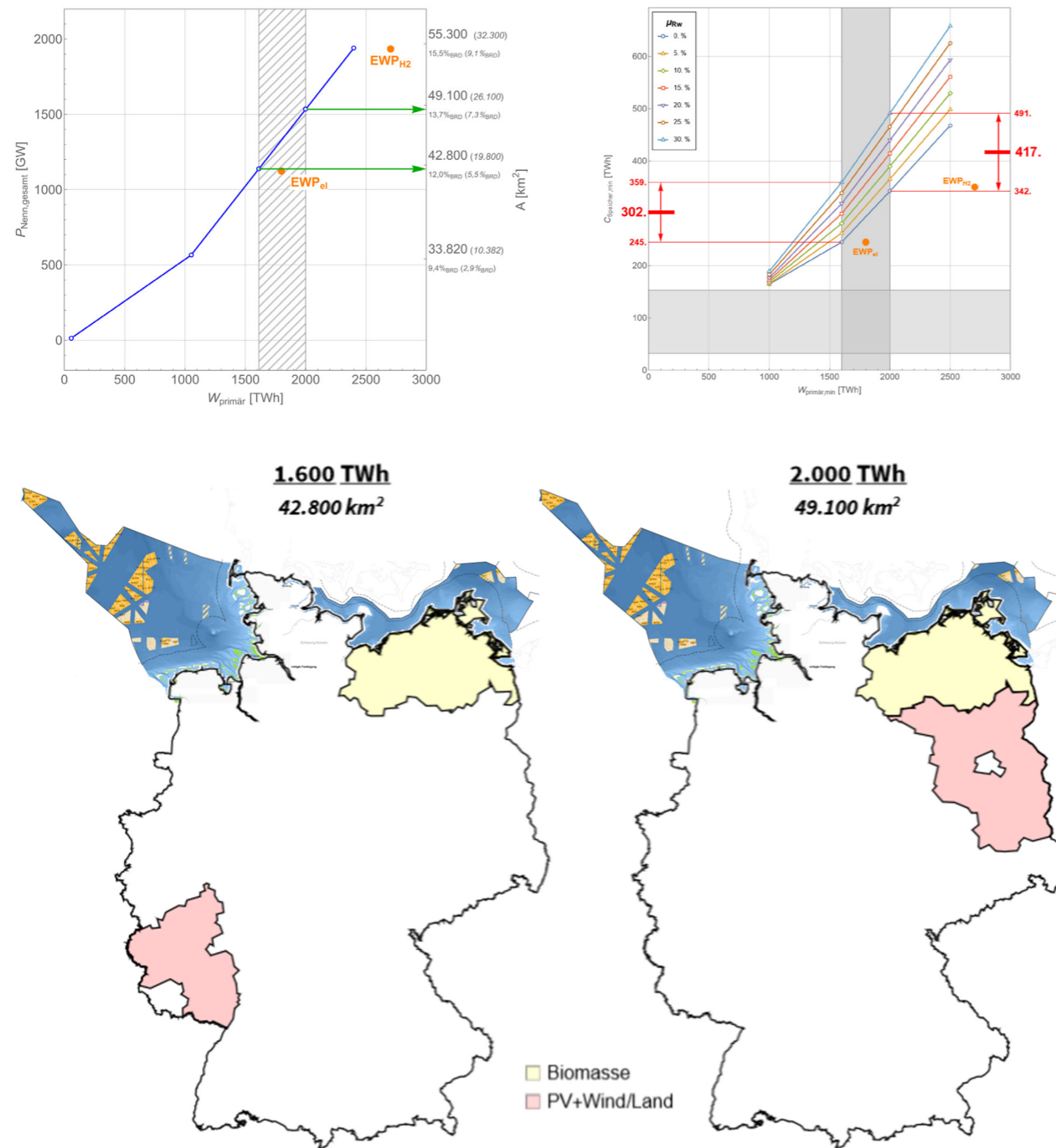


Abb. 3.8: Zusammenstellung der Berechnungsergebnisse von Top-Down- und Bottom-Up-Modell Vergleichende Darstellung zum Flächenbedarf.

Quellen: Eigene Darstellung und die Seegebiete: BSH (2021).

Das Teilbild links oben zeigt die Abhängigkeit der zu installierenden Gesamt-Nennleistung $P_{Nenn,gesamt}$ von der Primärenergie $W_{primär}$. Das Teilbild rechts oben stellt die Abhängigkeit der bundesweit mindestens erforderlichen Speicherkapazität $C_{Speicher,min}$ von der Primärenergie $W_{primär,min}$ dar. Das Teilbild unten zeigt in einer vergleichenden Illustration den Flächenbedarf für die Szenarien 1.600 bzw. 2.000 TWh Primärenergie.

Die blauen oder farbigen Verläufe in den oberen Teilbildern entsprechen den Verläufen der Top-Down-Betrachtungen. Die in Orange dargestellten Punkte stellen die Ergebnisse der beiden Bottom-Up-Szenarios dar. Trotz aufgrund unterschiedlicher Eingangsparameter unterschiedlicher Ergebnisse ergeben sich für die EE-Primärenergien, die zu installierenden EE-Nennleistungen und Speicherkapazitäten vergleichbare Größenordnungen, die sich in der Grundaussage gegenseitig bestätigen.

Im linken Teilbild liegen die EWP-Punkte aus den Berechnungen mit dem Energiewendeplaner unterhalb des blauen Verlaufs der Top-Down-Betrachtung. Grund: Im Gegensatz zur Berechnung mit dem Energiewende-Planer werden bei der Top-Down-Berechnung Flächen- und somit Leistungsrestriktionen für die Windkraftanteile berücksichtigt. Der Windkraftanteil an Land fällt daher bei der restriktionsfreien Energiewendeplaner-Berechnung erheblich höher aus als bei der restriktionsbelasteten Top-Down-Berechnung. Schlussendlich führt dies aufgrund der um einen Faktor über 2 höheren Ausnutzungsgrade der Windkraft im Vergleich zur Photovoltaik zu einer höheren Gesamtausnutzung des EE-Kraftwerksparks und somit zu einer geringeren zu installierenden Nennleistung.

Die im linken Teilbild auf der rechten Ordinate angegebenen Flächenangaben bedeuten für das 1.600- bzw. 2.000-TWh-Szenario, dass für die EE-Anlagen insgesamt 42.800 km² bzw. 49.100 km² Landfläche zur Verfügung gestellt werden müssen, entsprechend 12,0 % bis 13,7 % der Landesfläche Deutschlands. Davon sind 19.800 km² bzw. 26.100 km² (kleinere Zahlen in Klammern) für Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen vorzusehen, was 5,5% bis 7,3% der Landesfläche entspricht. Mit Biomasse/Energiepflanzen sind bereits heute 23.000 km² belegt, die sich auf 15.000 km² für Biogas und 8.000 km² für Biokraftstoffe aufteilen.¹²⁹

Das untere Teilbild zeigt den Flächenbedarf in einer dem Betrachter besser zugänglichen Weise. Dargestellt ist das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland und ihrer Seegebiete. Farblich markiert sind Bundesländer, deren Landesflächen ungefähr dem Flächenbedarf der EE-Quellen entsprechen. So entspricht die bereits heute genutzte Fläche der Energiepflanzen, 23.000 km², zum Beispiel dem in beiden Teilbildern gelblich hinterlegten Landesgebiet Mecklenburg-Vorpommern (ca. 23.300 km² Landesfläche). Der rötlich hinterlegte Teil entspricht dem verbleibenden Flächenbedarf für Photovoltaik und Wind an Land; für das 1.600-TWh-Szenario sind dies 19.800 km², was ungefähr der Fläche von Rheinland-Pfalz entspricht. Für das 2.000-TWh-Szenario ergeben sich 26.100 km², was mit der Fläche Brandenburgs (29.654 km²) verglichen werden kann. Hinzu kommen noch die Gebiete in Nord- und Ostsee, für die derzeit 4.850 km² vorgesehen sind, was ungefähr der doppelten Fläche des Saarlandes entspricht. Diese Flächen sind mit Orange vor blauem Hintergrund markiert. Netzinfrastruktur sowie die in Kapitel 3.5 besprochenen Reserve-Kraftwerke haben weiteren Flächenbedarf. Insgesamt ergibt sich der Eindruck eines flächeninvasiven Unterfangens.

Dass der im rechten Teilbild ausgewiesene Speicherbedarf bei Anwendung des Energiewendeplaners deutlich geringer ausfällt als bei der Top-Down-Berechnung, ist darauf zurückzuführen, dass insbesondere die restriktionsfrei angenommenen Wind- und PV-Nennleistungen bestmöglich an den Lastverlauf angepasst sind und sich somit zwangsläufig ein geringerer Speicherbedarf ergibt. Dies, obwohl hier Energieverluste berücksichtigt wurden.

Aus technischer Sicht erscheint das besprochene wasserstoff-dominierte System aufgrund seines hohen Installationsvolumens und seiner hohen Energieverluste auf den ersten Blick weniger geeignet als ein elektro-dominiertes System. Zudem hat es wegen der verlustintensiven Erzeugung des Wasserstoffs erheblich mehr Bedarf an installierter EE-Nennleistung und somit an Fläche. Auch ist der Speicherbedarf mit 350 TWh ca. 5-mal höher als die in Deutschland verfügbare Speicherkapazität für Wasserstoff in den aktuell verfügbaren Gaskavernen (52 TWh, vgl. Abb. 3.5). Die Installation eines solchen Systems allein in Deutschland erscheint aussichtslos.

Könnten allerdings bedeutende Teile des für die EE-Energieversorgung Deutschlands erforderlichen EE-Kraftwerks- und Speicher-Parks im Ausland installiert werden, fielen diese Restriktionen im Grundsatz weg. In diesem Sinne äußert sich auch Bundeswirtschaftsminister Habeck: „Wenn wir nicht 5 oder 10% der Landesfläche mit Windkraftanlagen vollstellen wollen – das halte ich auch für absurd – brauchen wir Wasserstoffimporte [...] Wasserstoff könne künftig womöglich aus dem arabischen Raum, nordafrikanischen Ländern oder anderen Regionen der Welt importiert werden“¹³⁰. Die Stellungnahme des Wuppertal Instituts von Samadi/Lechtenböhrer (2022, S. 34) verweist auf den gleichen Sachverhalt: „Für die zukünftigen Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern bieten sich Länder bzw. Weltregionen an, die über bessere Wind- oder Sonnenbedingungen und mehr Fläche verfügen als Deutschland.“ Die Tatsache, dass Freiflächen-Photovoltaik-

¹²⁹Vgl. BMEL (2022).

¹³⁰Habeck zitiert in: Handelsblatt (9.2.2022).

Kraftwerke in den Wüstengebieten Nordafrikas statt eines Ausnutzungsgrades von nur ca. 11% einen rund 2,4-mal höheren Ausnutzungsgrad von etwa 26% haben¹³¹, spricht aus technischer und wirtschaftlicher Sicht ebenfalls dafür, große Teile der regenerativen Energieversorgung, falls politisch möglich und gewollt, in das entsprechend geeignete Ausland zu verlegen.¹³²

Für ein elektrisch dominiertes System mit überwiegend elektrischen Speichern hingegen bleiben die massiven Nachteile (unzureichende Rohstoffreserven, untragbar hohe Kosten, exorbitanter Verbrauch an Betriebsenergie) bei der gegenwärtigen Sachlage weiterhin uneingeschränkt bestehen. Derartige Systeme als Reinform können weder im In- noch im Ausland installiert werden.

Die durch die Berechnungen verdeutlichten Größenordnungen weisen auf Effizienz-, damit Nachhaltigkeits- und Kostengründen sowie wegen des ansonsten erforderlichen Flächenverbrauchs bereits jetzt klar darauf hin, dass auch Deutschlands künftiger Energiebedarf durch ein hohes Maß an „grünen“ Energieimporten zu decken sein wird. So könnte der Anteil erforderlicher Energieimporte der Metastudie des Wuppertal Instituts zufolge bei mindestens $36 \pm 6\%$ der zur regenerativen Energieversorgung Deutschlands aufzubringenden Primärenergie liegen.¹³³

3.5 Versorgungssicherheit

3.5.1 Projektionen zur Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit Deutschlands hängt maßgeblich von der gesicherten elektrischen Leistung seiner Energieversorgung ab. Diese muss durch die EE-Kraftwerke selbst, durch Speicher-Ressourcen und/oder durch Stromimporte mit adäquater Leistung sichergestellt sein. Bereits geringfügige Unterschiede zwischen der gelieferten elektrischen Leistung und der vom Verbraucher angeforderten Leistung können zu Teil- oder Vollabschaltungen des gesamten Versorgungsnetzwerkes führen (Brownout bzw. Blackout). Landesweite Blackouts sind wegen der massiven hiermit verbundenen Folgen mandatorisch zu unterbinden.¹³⁴

Abb. 3.9 (Folgeside) zeigt in einem Vergleich die installierte (linke Säulen) und die gesicherte Leistung (rechte Säulen) für die drei Szenarien „Jahr 2030“, „1.600 TWh“ und „2.000 TWh“. Dabei orientieren sich die eingetragenen Werte an der Datengrundlage für die Grafik in Abb. 3.2 bzw. an den Werten, die sich für 2030 aus dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung ergeben.¹³⁵

¹³¹Dies ergibt sich mit den Daten aus EBR (2019), vgl. auch Kap. 3.2.2. Der Wirkungsgrad ist ebenfalls deutlich höher als der mit Windkraftanlagen an Land erzielbare Ausnutzungsgrad von derzeit ca. 20%, künftig vielleicht 25%.

¹³²Aus technischer Sicht könnte hierdurch die Abhängigkeit Deutschlands von der kontinuierlich anzufordernden ausländischen Energiezufuhr stärker ausgeprägt sein als bisher: Im Vergleich zur heutigen Erdgasspeicherung von 274 TWh ließen sich in den vorhandenen Kavernen nur noch 1/3 in Form von Wasserstoff speichern, siehe oben. Dieser wäre entsprechend schneller aufgebraucht. Auf Öl- und Kohle-Reserven kann im CO₂-freien, transformierten Deutschland ebenfalls nicht mehr zurückgegriffen werden. Insgesamt dürfte sich die „Strategische Reserve“ Deutschlands hierdurch deutlich verknappen.

¹³³Vgl. Samadi/Lechtenböhm (2022).

¹³⁴Die Folgen z.B. eines Blackouts in Österreich sind in Addendum (8.10.2018) eindringlich beschrieben. Die finanziellen Schäden würden sich dort auf ca. 50 Mio. EUR pro Stunde belaufen. Ein 7-tägiger Blackout würde somit für Österreich einen finanziellen Schaden von 8,4 Mrd. EUR bedeuten. Umgerechnet auf die höhere Einwohnerzahl Deutschlands wäre hierzulande mit einem finanziellen Schaden von etwa 80 Mrd. EUR zu rechnen. Brownouts in Form gezielter und angekündigter Abschaltungen ganzer Industriekomplexe oder Stadtteile, können gegebenenfalls in Kauf genommen werden, sind aber nur zur Überbrückung vergleichsweise kleiner und kurzzeitiger Leistungsengpässe akzeptabel. Die gesellschaftliche Akzeptanz hierfür müsste wahrscheinlich wie schon bei heutigen Abschaltungen von Industrieanlagen (derzeit max. 3 GW nach ENWG §13i) erkaufte werden.

¹³⁵Vgl. Bundesregierung (2021).

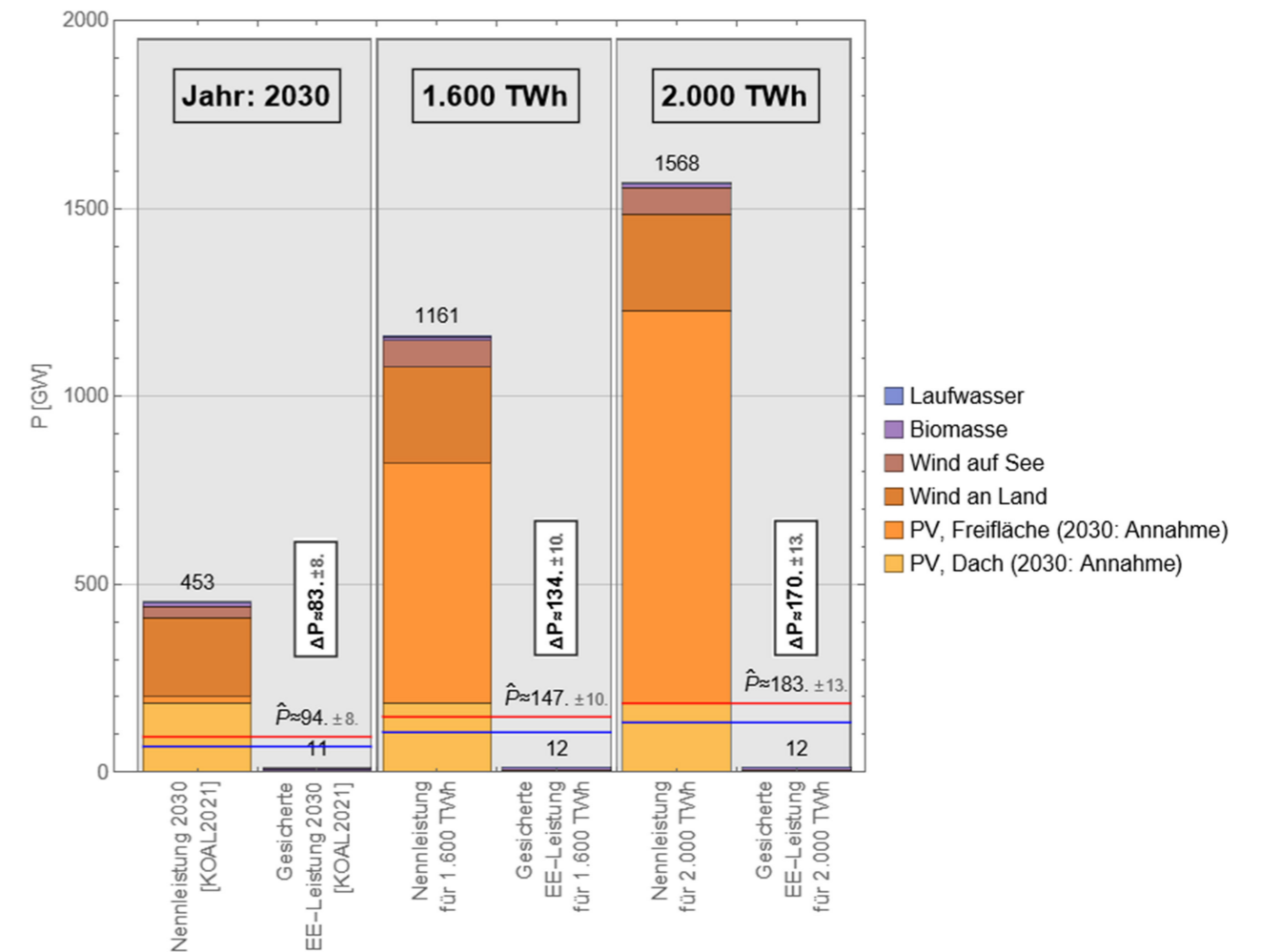


Abb. 3.9: Installierte und gesicherte Leistung im Vergleich für das Jahr 2030 sowie für die Energieszenarien 1.600 TWh und 2.000 TWh.

Weitere Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung.

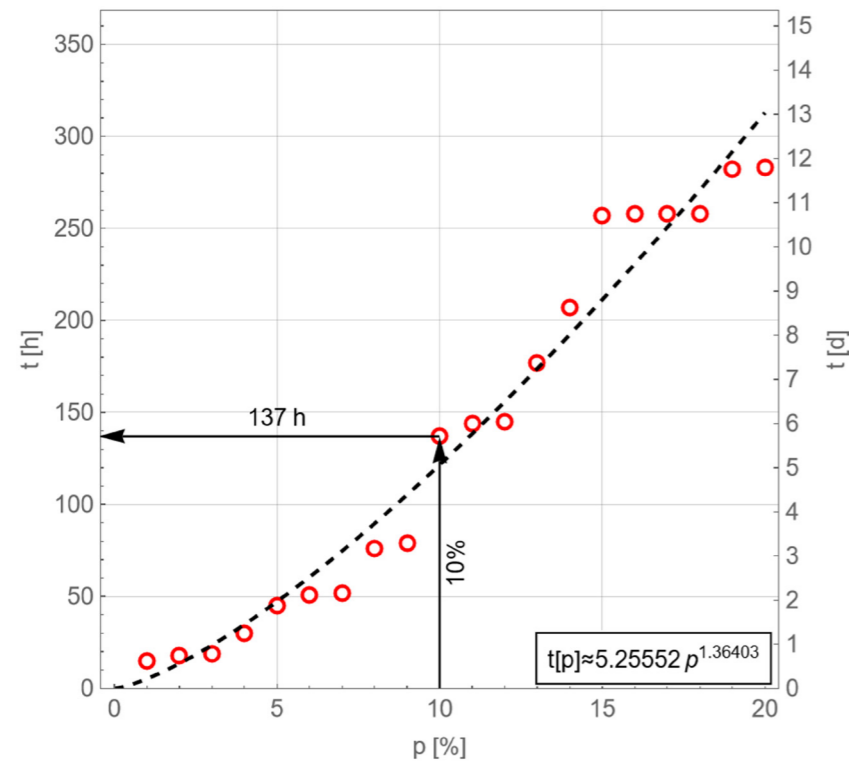
Die blauen Linien repräsentieren die mittlere Jahresleistung \bar{P} , die roten Linien die insbesondere zur Winterszeit zu erwartenden Spitzenleistungen \hat{P} ¹³⁶. Für das Jahr 2030 kann zusammen mit den bekannten Werten für Biomasse- und Wasserkraftwerke mit einer insgesamt installierten Nennleistung von ca. 453 GW gerechnet werden. Für das 1.600-TWh-Primärenergie-Szenario ergeben sich ca. 1.161 GW und für das 2.000-TWh-Primärenergie-Szenario ca. 1.568 GW installierter Nennleistung.

Die sehr geringen Werte der aus den EE-Kraftwerken jederzeit sicher verfügbaren Leistung in Höhe von ca. 11 GW bzw. 12 GW haben im Wesentlichen zwei Gründe:

- Nachts scheint die Sonne nicht; daher wird die jederzeit gesicherte Leistung der leistungsdominanten Photovoltaik grundsätzlich mit 0% ihrer Nennleistung angesetzt (Leistungskredit 0%).
- Den im Einzugsbereich Deutschlands verfügbaren Windkraftanlagen können aufgrund von Erfahrungswerten der Netzbetreiber lediglich Leistungskredite von 1% (Wind an Land) bis 3% (Wind auf See) zugeordnet werden. Windflauten können europaweit Stunden bis Tage dauern. Treten diese noch während der Nacht auf, spricht man von „Dunkelflauten“.

Eine Orientierung, wie unzuverlässig die Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen ist, bietet eine Auswertung des Westfälischen Energieinstituts bezüglich der in den Jahren 2012 bis 2019 aufgetretenen zusammenhängenden Ausfallzeiten für Wind und Photovoltaik (vgl. 3.10).

¹³⁶Die Werte wurden wie folgt ermittelt: Für das „Jahr 2030“ wird der Mittelwert aus Übertragungsnetzbetreiber (2019, S. 41, Tabelle 6) verwendet. Für die beiden anderen Szenarien wird die durchschnittliche Jahresleistung (=Primärenergie/8.760 h) mit einem Faktor 1,37 multipliziert.



Ablesebeispiel:

Der Anteil der Stunden, zu denen im Zeitraum 2012 bis 2019 die Realleistungen "Wind an Land" und "Solar" gleichzeitig $p=10\%$ ihrer jeweiligen Nennleistungen unterschritten, betrug bis zu $t=137$ h.

Abb. 3.10: Ausfallzeiten Windkraft an Land/auf See und Photovoltaik im Zeitraum 2012 bis 2019. Weitere Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung

Dargestellt sind die ermittelten Ausfallzeiten t in Stunden (linke Ordinate) bzw. in Tagen (rechte Ordinate), für die die ins Netz eingespeiste Leistung sowohl von Photovoltaik- als auch von Windkraft-Anlagen gleichzeitig niedriger waren als ein bestimmter Prozentsatz p ihrer installierten Nennleistung. Das Ablesebeispiel im Bild besagt z.B., dass innerhalb des Zeitraums 2012 bis 2019 (mindestens) einmal der Fall auftrat, dass beide Stromerzeugungsarten an 137 zusammenhängenden Stunden bzw. knapp 6 zusammenhängenden Tagen gleichzeitig nur 0 bis 10% ihrer Nennleistung erzeugten. Ca. 11 hintereinander liegende Tage standen insgesamt weniger als 15% der Gesamt-Nettoleistung zur Verfügung. Der Fall, dass weniger als 1% zur Verfügung standen, trat für ca. 15 Stunden auf. Dies zeigt, dass nicht nur Situationen von Interesse sein werden, bei denen sog. „Kalte Dunkelflauten“ (Winter, Nacht, Windstille) auftreten; auch Zeiten verminderter EE-Energiezufuhr können insbesondere bei den 1.600/2.000-TWh-Szenarien zu Versorgungsproblemen führen.

Die verbleibende Kraftwerkskapazität des künftigen reinen EE-Energiesystems resultiert dann nur noch aus Biomasse- und Wasserkraft-Reserven¹³⁷, die typischerweise Leistungsfaktoren von 65% bzw. 25% aufweisen und somit insgesamt mit lediglich 6,7 GW zur Verfügung stehen. Diese stellen somit bestenfalls eine Notreserve zur Aufrechterhaltung notwendiger Belange in ihrer unmittelbaren Nachbarschaft dar.

Mit der gesicherten EE-Kraftwerksleistung allein können die zu erwartenden Spitzenleistungen \bar{P} gemäß Abb. 3.9¹³⁸ jedenfalls nicht gedeckt werden. In der Praxis bedeutet dies, dass Deutschland für den Fall eines (Nahezu-)Komplettausfalls von Windkraft und Photovoltaik nur noch geringe Kraftwerkskapazitäten im Einsatz hat. Für die drei dargestellten Szenarien bedeutet dies, dass in dem Worst-Case, in dem die benötigte Spitzenlast zufällig mit einer Dunkelflaute einhergeht, eine Unterdeckung ΔP von 83 ± 8 GW, 134 ± 10 GW bzw. 170 ± 13 GW (vgl. Abb. 3.9) bestehen wird. Die Rechnung deutet aber auch an, dass in einem reinen EE-System selbst in weniger extremen Situationen eine substantielle Versorgungsproblematik mit gesicherter Leistung droht.

¹³⁷ Laufwasserkraftwerke: $P_{Nenn}=2,6$ GW (vgl. Heinloth (2017)). Biomassekraftwerke: $P_{Nenn}=9,3$ GW (vgl. Breitkopf (2022)).

¹³⁸ Inwieweit die Leistungsspitzen insbesondere der Szenarien 1.600/2.000 TWh höher oder niedriger ausfallen, lässt sich beim gegenwärtigen Kenntnisstand nur schätzungsweise aussagen. Die aufgeführten Werte dienen daher nur zur ersten Orientierung. Allerdings werden sie sehr häufig oberhalb der blauen Linien liegen, die die Durchschnittsleistungen während eines Jahres markieren.

Es stellt sich daher unmittelbar die Frage nach Ersatz-Kraftwerken. Hierfür kommen insbesondere in Frage:

- Gaskraftwerke, die prioritär mit Erdgas oder, sobald möglich, mit Wasserstoff aus in- und insbesondere ausländischer Wasserstoffproduktion betrieben werden.
- Pumpspeicher- und Batteriekraftwerke, die mit Blick auf o.g. Restriktionen jedoch nur zu einem geringen und zeitlich eingeschränkten Teil zur Leistungsstabilisierung beitragen können.
- Instantan einsetzbare Kraftwerke außerhalb Deutschlands, deren Energie über die Landesgrenzen nach Deutschland importiert wird.¹³⁹ Dabei sind jedoch die Leistungsgrenzen der Interkonnektoren¹⁴⁰, die Dauer der jeweils angeforderten Leistung sowie der energetische Eigenbedarf des europäischen Auslands zu berücksichtigen.¹⁴¹
- Abschaltbare Lasten.

Die gemäß Abb. 3.9 im Extremfall zu deckenden Differenzleistungen ΔP von 83 ± 8 GW (Jahr 2030), 134 ± 10 GW (Szenario 1.600 TWh) bzw. 170 ± 13 GW (Szenario 2.000 TWh) ließen sich mit 6,3 GW aus Pumpspeicher-Kraftwerken, 17 ± 7 GW aus Import und zu 5 GW aus Lastabwurf¹⁴², insgesamt also zu 28 ± 7 GW, nur unzureichend decken. Hinzu kommt, dass Pumpspeicherkraftwerke lediglich für 6 ± 2 Stunden in Dauerlast verfügbar sind.

Der fehlende Leistungsanteil müsste mit Hilfe von Gaskraftwerken, bevorzugt Wasserstoff-Kraftwerken (Turbinenkraftwerke und Brennstoffzellen-Kraftwerke) gedeckt werden. 2021 waren in Deutschland Gaskraftwerke mit einer Gesamt-Nettonennleistung von knapp 32 GW installiert.¹⁴³ 540 davon haben eine Netto-Nennleistung bis 33 MW, 100 Kraftwerke 33 bis 66 MW, 24 Kraftwerke 66 bis 99 MW und 18 Kraftwerke 99 bis 132 MW. 46 Kraftwerke haben größere Netto-Nennleistungen; eines hat 800 MW. Insgesamt weisen die 728 Gaskraftwerke eine mittlere Netto-Nennleistung von knapp 40 MW pro Kraftwerk auf. Mit einem Leistungskredit von 85%¹⁴⁴ steht somit eine gesicherte Leistung aus existierenden Gaskraftwerken von 27,2 GW zur Verfügung.

Unter Berücksichtigung des vorhandenen Gaskraftwerk-Parks reduzieren sich die für den Worst-Case noch zu sichernden Differenzleistungen somit auf 28 ± 11 GW, 79 ± 12 GW bzw. 115 ± 15 GW. Entsprechend müsste der derzeitige Gaskraftwerk-Park für die drei Szenarien um Faktoren $2,0 \pm 0,4$, $3,9 \pm 0,4$ bzw. $5,2 \pm 0,5$ aufgestockt werden. Unter Berücksichtigung des Leistungskredits von 85% bedeutet dies einen Zubau einer Nennleistung von 33 ± 13 GW, 93 ± 14 GW bzw. 135 ± 18 GW.

Wie nachfolgend dargestellt, können die zu erwartenden Herausforderungen bei der zu sichernden Energieversorgung Deutschlands bereits in naher Zukunft, auch auf der Ebene des Netzausbaus, spürbar werden. Diese gehen deutlich über die bisher benannten, rein systemischen Herausforderungen hinaus.

¹³⁹ Hierbei handelt es sich derzeit um Wasser-Kraftwerke beschränkter Kapazität, Kernkraftwerke und mit fossilen Energien betriebene Kraftwerke. Es bleibt unklar, inwieweit sich der ausländische Kraftwerkspark auf den Leistungsbedarf Deutschlands ausrichten lässt.

¹⁴⁰ Die im Jahr 2020 verfügbare Importkapazität betrug knapp 24 GW (vgl. BNA (2022, S.229)). Dass diese im vollen Umfang zur Verfügung steht, sei hier zwar angenommen, ist aber fraglich: EWI (2021, S. 95) beispielsweise gibt eine gesicherte Importleistung von nur 10 GW an.

¹⁴¹ Nicht zu vergessen ist dabei, dass im umgekehrten Fall auch Deutschland fairerweise die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten exklusiv für das Ausland zur Verfügung stellen müsste.

¹⁴² Vgl. EWI (2021, S. 95)

¹⁴³ Vgl. BNA (2021).

¹⁴⁴ Vgl. Paschotta (2021).

3.5.2 Kurzfristige Perspektiven zur Versorgungssicherheit mit Strom

Zur Deckung bisheriger Spitzenlasten und zum schnellen Lastausgleich werden heute überwiegend Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicher-Kraftwerke eingesetzt. Ein modernes Gasturbinenkraftwerk setzt ca. 40 bis 50 % weniger CO₂ pro erzeugter kWh Endenergie frei (0,2 kg CO₂ pro kWh Erdgas gegenüber 0,34 kg CO₂ pro kWh Steinkohle)¹⁴⁵. Die Bandbreite richtet sich nach der zugrunde gelegten Effizienz der Kohlekraftwerke.

In der Kombination von Gasturbinen mit einer nachgeschalteten Dampfturbine (GuD) lässt sich der Wirkungsgrad moderner Gaskraftwerke zudem weiter auf über 60 % steigern. Bei Nutzung von Fernwärme erhöht sich der Brennstoffausnutzungsgrad durch die Wärmebereitstellung auf über 80 %. So erreicht der moderne Block „Fortuna“ der Stadtwerke Düsseldorf (Inbetriebnahme 2016) einen Wirkungsgrad von 61,5 % und einen Brennstoffausnutzungsgrad von 85 %¹⁴⁶.

Aufgrund der sehr schnellen Verfügbarkeit durch geringe Anlaufzeiten erlauben GuD-Kraftwerke, möglichen Dunkelflauten opportun entgegenzuwirken. Trotzdem wird auch hier in hohem Maße CO₂ emittiert, so dass diese Kraftwerke oft nur als Brückentechnologie hin zu einer CO₂-freien Energieversorgung gesehen werden. Dies gilt insbesondere auch, da Gasturbinenkraftwerke mittel- bis langfristig auf die Verbrennung von grünem Wasserstoff umstellbar sind.

Falls GuD-Kraftwerke lediglich für Spitzenlasten und Dunkelflauten betrieben werden, stehen den hohen Investitionskosten nur relativ geringe Betriebs- und Volllaststunden gegenüber. Ob sich damit GuD-Kraftwerke wirtschaftlich bauen und betreiben lassen, ist zweifelhaft. Da jedoch die Versorgungssicherheit gewährleistet sein muss¹⁴⁷, werden die Kraftwerke als Netzreserve im Bedarfsfall zugeschaltet. Die Kostenerstattung erfolgt durch den Bund und damit letztlich durch die Steuerzahler. Ein wirtschaftlicher Betrieb von GuD-Kraftwerken wird damit zukünftig immer unwahrscheinlicher, so dass die daraus resultierenden Strompreise entweder steigen oder durch den Bund subventioniert werden müssen.

3.5.2.1 Wasserstoff-gefeuerte Kombi-Kraftwerke

Perspektivisch können heutige Gaskraftwerke jedoch auch mit Wasserstoff als Energieträger genutzt werden. Bei der Verbrennung von Wasserstoff wird kein CO₂ emittiert; das Abgas besteht aus Wasserdampf und Stickoxiden. Die Turbinenhersteller und Kraftwerksbetreiber forschen daran, ihre Komponenten für Wasserstoff nutzbar zu machen. Dabei stehen die Nutzung von grünem Wasserstoff und, zur besseren Brennstoffausnutzung, die Sektorenkopplung im Vordergrund, wie die Pressemitteilung von Siemens und Uniper vom April 2020 ausführt¹⁴⁸.

Prinzipiell sind sich Wasserstoff und Erdgas als Brennstoff sehr ähnlich. Zwar ist die Dichte von Wasserstoff deutlich geringer (etwa 13-mal geringer als Luft bei Umgebungsdruck), bezogen auf den Heizwert ist das Verhältnis jedoch vergleichbar. Der dafür relevante Wobbe-Index zeigt einen Unterschied von lediglich ca. 12 % bezogen auf den Brennwert. Das bedeutet, dass die Wärmebelastung des Brenners vergleichbar ist. Damit ändert sich am Verbrennungsprozess zunächst wenig, allerdings unterscheiden sich der Gastransport (stöchiometrischer Luftvolumenstrom und Flammgeschwindigkeit) und die Abgastemperaturen (Stickoxidbildung) erheblich, so dass hier prozessbedingte, technische Änderungen nötig sind. Bei gleichem Druck im System ist die Geschwindigkeit (und damit der Volumenstrom) von H₂ deutlich größer als bei Erdgas. Die Änderungen betreffen dann die Dimensionierung von Leitungsquerschnitten und der Brennergeometrie sowie die Abgasrückführung.

Eine Beimischung von bis zu 10 % Wasserstoff in das Erdgas ist für bestehende Gasturbinen und auch Heizkessel hingegen problemlos möglich und wird bereits intensiv diskutiert. Allerdings haben sich die großen europäischen Betreiber der Gasleitungen im Juli 2020 auf den parallelen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur verständigt¹⁴⁹ und sehen die Beimischung nicht als zielführend an. Für Deutschland ist bis zum Jahr 2030 ein Anschluss an das niederländische Wasserstoffnetz sowie die Anbindung der Gasnetze in der Nähe von großen EE-Erzeugern und deren Elektrolyseuren geplant.

Zukünftig können so auch weitere Gasimporte über Pipelines beispielsweise aus Nordafrika oder Flüssiggaslieferungen in Deutschland verteilt werden. Aktuell sind dies jedoch ausschließlich geplanten Vorhaben; eine zeitnahe Umsetzung mit Relevanz für die bevorstehende Versorgungslücke ist nicht gegeben.

¹⁴⁵Vgl. Statista (2009) und Quaschnig (2019)

¹⁴⁶Vgl. Stadtwerke Düsseldorf (o.a.).

¹⁴⁷Vgl. Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve vom 27.06.2013

¹⁴⁸Vgl. Siemens (2020). Pressemitteilung Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG / Uniper SE vom 8.04.2020

¹⁴⁹Vgl. European Hydrogen Backbone (o.a.).

3.5.2.2 Strom- und Gasimporte aus dem Ausland

Bisher haben vorrangig konventionelle und Kernkraftwerke die Grundlast gedeckt und Gaskraftwerke konnten neben Kurzzeitspeichern die Spitzenlast oder Versorgungseinbrüche bei Dunkelflaute bedienen. Wie sich die Kraftwerksstruktur und die Stromerzeugung nach Energieträgern zusammensetzt, kann den Abb. 1.8 Abb. 1.9 und Abb. 1.9 auf S. 31 entnommen werden. Mit dem Ende der Kernenergie im Jahr 2022 werden nach aktuellen Betrachtungen der Bundesnetzagentur (d.h. ohne zusätzlich ansteigende elektrische Energieverbräuche) jedoch ca. 8,1 GW an gesicherter Leistung fehlen¹⁵⁰. Der parallele Zubau von fossiler Kraftwerksleistung (Gaskraftwerke) bis 2024 wird bei 3,6 GW liegen (vgl. Abb. 3.11).

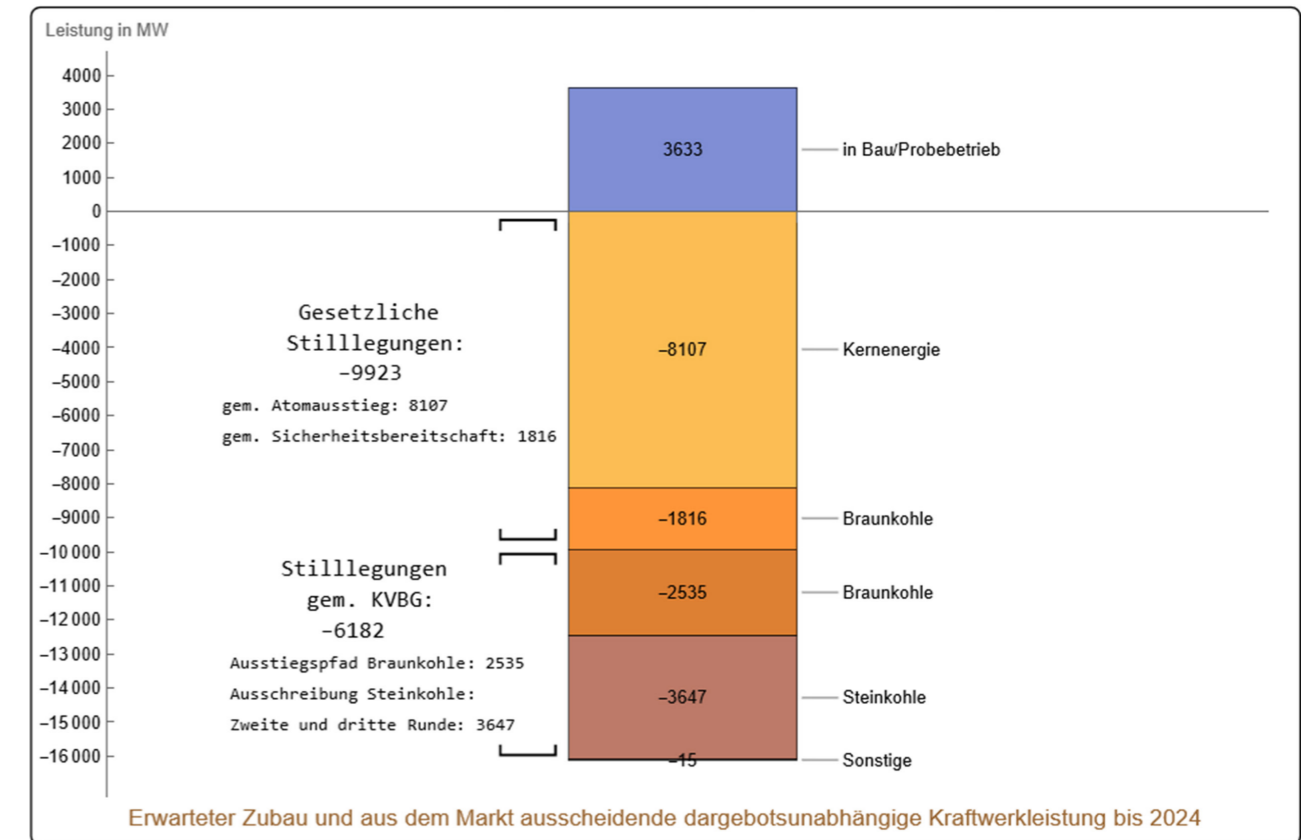


Abb. 3.11: Zubau fossiler Kraftwerksleistung
Quelle: nach BNA (2021c)

Damit werden zwangsläufig die Stromimporte aus dem Ausland steigen müssen. Obwohl technisch grundsätzlich umsetzbar, ergeben sich hierbei zwei Problematiken. Zum einen ist die Übertragungskapazität in die Nachbarländer aufgrund der Engpässe an den Kuppelstellen begrenzt, zum anderen wird der dort produzierte Strom oftmals auch dort gebraucht und nur gegen höhere Preise nach Deutschland exportiert. Wie hoch die Preisaufschläge sein werden und wie sich das auf die Industrie und den Endverbraucher auswirkt, lässt sich aktuell nicht abschätzen. Das hängt u.a. ab von der Gleichzeitigkeit auftretender Engpässe durch Dunkelflauten.

Darüber hinaus wird Strom aus der EU mit Ausnahme der skandinavischen Länder größtenteils aus fossilen Brennstoffen (z.B. Polen) oder Atomstrom (z.B. Frankreich, Tschechien) erzeugt. Bei einer produktionsbasierten Berechnungsweise, wie sie in der UN-Klimarahmenkonvention üblich ist, verlagern sich offiziell die damit einhergehenden Emissionen in die CO₂-Bilanz des Strom produzierenden Herkunftslandes (vgl. Kap. 1.2). Im alternativen, aber selten praktizierten Konzept einer „konsumbasierten“ Bilanzierung, wäre gleichwohl Deutschland für diese Emissionen bzw. bei bezogenem Atomstrom für die Risiken verantwortlich. Klimapolitisch/sicherheitspolitisch wäre dieser die Probleme nur verlagernde Ausweg nicht zielführend.

¹⁵⁰Vgl. BNA (2021c).

3.5.2.3 Nutzung vorhandener Kurzzeitspeicher

Trotz aller Anstrengungen, die Versorgungssicherheit durch den Kraftwerkspark zu gewährleisten, sind Speichertechnologien unverzichtbar.

Pumpspeicher, Gas- und Batteriespeicher ermöglichen es, überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen zu „lagern“ und bei Bedarf kurzfristig abzurufen. Die typischen Speicher, die bereits heute eingesetzt werden, sind jedoch zumeist Kurzzeitspeicher. D. h. sie liefern nur für eine sehr begrenzte Zeit Energie zur Stromerzeugung bis andere Energieerzeuger wieder verfügbar sind. So dienen Pumpspeicherkraftwerke bevorzugt dazu, die Stromversorgung zumeist innerhalb weniger Minuten so lange aufrecht zu erhalten, bis ein entsprechendes Gaskraftwerk hochgefahren werden kann; maximal stehen sie aber 4 bis 8 Stunden bei begrenzter Leistung zur Verfügung (s.o.). Batterien werden hauptsächlich als dezentrale Speicher eingesetzt (unabhängige Spannungsversorgung in Rechenzentren oder Krankenhäusern), so dass die Stromversorgung lokal gewährleistet ist, bis ein Generator oder Blockheizkraftwerk angelaufen ist. Auch hier handelt es sich um wenige Minuten an Speicherkapazität.

Für eine längere Dunkelflaute müssten demnach in Deutschland deutlich größere Speicher eingeplant werden, so wie dies gegenwärtig in Australien umgesetzt wird. Beispielhaft sei hier die Victorian Big Battery mit einer maximalen Leistung von ca. 300 MW und einer Speicherkapazität von 450 MWh genannt, welche Anfang Dezember 2021 online ging. Aber auch dieser Großspeicher kann die maximale Leistung, wie man unmittelbar erkennt, gerade für einen Zeitraum von 1,5 h zur Verfügung stellen. Als größerer Speicher für längere Überbrückungszeiträume bieten sich vor allem Gasspeicher an, die erneuerbar erzeugte Energie in Form von Wasserstoff speichern können. Zwar hat auch die Bundesregierung die Bedeutung des Wasserstoffs in der Energiewende grundsätzlich erkannt. In ihrer „Nationalen Wasserstoffstrategie“ wird – finanziell unterstützt durch verschiedene Förderprogramme – bis 2030 der Ausbau der Wasserstoffproduktionskapazitäten auf 90 bis 110 TWh mit Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW angestrebt.¹⁵¹ Von 2035 bis 2040 sollen dann noch weitere 5 GW zugebaut werden. Überdies wurden mit dem „European Hydrogen Backbone“ erste Ansätze für ein europaweites Wasserstoffverbundnetz mit Anbindungsoptionen an Drittländer entwickelt.¹⁵² Hinsichtlich der Verteilnetzinfrastruktur und erst recht der Speicherproblematik bleibt die Wasserstoffstrategie aber eher vage: „Bis 2030 ist es notwendig, erste Wasserstoffspeicher in Betrieb zu nehmen und somit eine zeitliche Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und -verbrauch sowie eine saisonale Speicherung zu ermöglichen. Besonders in der Hochlaufphase können Röhrenspeicher eine Rolle spielen, wenn Speicherbedarfe aus Kostengründen zu groß für Druckbehälter, aber aus Nutzungsgründen noch zu klein für Kavernen sind.“¹⁵³ Angesichts der von uns im Worst-Case berechneten Differenzleistung (vgl. Kap. 3.5.1) erscheint dies alles als zu wenig ambitioniert.

Die gerne angeführten „Smart Grids“, die über intelligente Regelungen Spitzenlasten reduzieren können und dezentrale Speicher wie Batterien der Elektromobilität nutzen wollen, sind nicht geeignet, eine ausreichend lange Stromversorgung zu gewährleisten. Das Lastmanagement dient eher dazu, kurzzeitige Lastspitzen zu vermeiden und den Energiebedarf zeitlich zu steuern. Dies kann dann auch über entsprechende, flexible Stromtarife erfolgen.

Somit ist davon auszugehen, dass trotz der Anstrengungen zur Dekarbonisierung der Stromversorgung auch in und nach 2022 nennenswerte Anteile aus Kohle und Gas erzeugt werden. Auch in den Jahren 2022 und 2023 wird man weiterhin eine witterungsabhängige Verfügbarkeit der EE vorfinden, die noch nicht durch Speicher geglättet werden kann.

¹⁵¹Vgl. BMWi (2020).

¹⁵²Vgl. Nationaler Wasserstoffrat (2021, S. 20).

¹⁵³Nationaler Wasserstoffrat (2021, S. 20).

3.5.3 Sonderproblematik Netzausbau

Der Ausbau der Stromnetze erweist sich als weitere Achillesferse der Energiewende. Um immer mehr lokal erzeugte EE in die Stromversorgung einbinden zu können, dabei auch die Problematik des Transports von den großen EE-Stromerzeugungsregionen im Norden zu den wichtigen Verbrauchszentren in der Mitte und im Süden Deutschlands zu lösen und um auch noch den Ausbau der Grenzkuppelstellen zu forcieren, bedarf es einer ausreichenden Netzinfrastruktur.

Der Netzausbauplan der Netzbetreiber sieht mehrere Szenarien bis 2035 vor. Hierbei lassen sich drei Pfade A, B, C unterscheiden¹⁵⁴:

Merkmal	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Sektorenkopplung	gering	mittel	Groß
Ausbau EE	gering	mittel	Hoch
Kohleausstieg	2035	vor 2035	vor 2035
Fossile Leistung 2035	8 GW	0 GW	0 GW

Tab. 3.2: Szenarien des Netzentwicklungsplans 2035
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (2019); Eigene Darstellung.

Die Netzbetreiber planen mit Szenario B, wobei die zugrunde liegenden Annahmen stark von der politischen Umsetzung der Klimaschutzziele und vom Verbraucherverhalten abhängen. Das Dilemma besteht gegenwärtig darin, dass ein Netzausbau auf Basis eines der o.g. Szenarien heute schon in das Planungsverfahren eingehen muss, um fristgerecht realisiert zu werden. Es ist opportun anzunehmen, dass sich während der Bauphase die Anforderungen weiter verschieben werden. Beispielsweise ist heute noch nicht klar, wie Strom aus Offshore-Windparks zur Unterstützung der Mobilitätswende in den Süden Deutschlands geleitet werden soll. Wenn der Anteil der batteriebetriebenen Fahrzeuge dominiert, wird dies über Hoch- und Höchstspannungsleitungen erfolgen, beim Einsatz von Brennstoffzellenantrieben hingegen sind H₂-Pipelines sinnvoll. Mit Blick auf die Speicherwirkung der Pipelines haben diese trotz der Umwandlungsverluste weitere Vorteile.

Der Blick zurück zeigt, dass der Netzausbau seit Jahren hinter den Planungszielen hinterherhinkt. Dadurch sind für die kommenden Jahre deutlich höhere Investitionen durch die Übertragungsnetzbetreiber veranschlagt. Gegenüber dem Zeitraum 2016 bis 2026 ist der Investitionsbedarf für die Periode 2020 bis 2030 um 72 % gestiegen¹⁵⁵. Der Präsident der Bundesnetzagentur hat gegenüber der Deutschen Presse-Agentur hierzu 2015 eingeräumt, dass wir "Von den 2009 geplanten 1876 Kilometern neuer Leitungen (...) Ende 2015 gerade 558 geschafft" haben. Wegen der langen Genehmigungsverfahren und der zahlreichen Bürgerproteste ist hier ohne massive Änderungen im Planungs- und Genehmigungsrecht auf absehbare Zeit keine Beschleunigung in Sicht.

Die bisherigen Bemühungen zum Klimaschutz waren nicht ausreichend und müssen verschärft werden (vgl. Kap. 1.2 und Kap. 1.5.2.2). Daher sollte auch der Ausbau der Übertragungsnetze intensiv vorangetrieben werden. Das gilt sowohl für das Stromnetz als auch für das Wasserstoffgasnetz im Hinblick auf die Verschiebung der Primärenergie zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen oder Gaskraftwerken, wobei jeweils eine sinnvolle Abwägung vorzunehmen ist, an welcher Stelle dem Ausbau welcher Infrastruktur der Vorrang einzuräumen ist.

Ähnlich kompliziert sieht die Situation im Bereich der Systemintegration, Versorgungssicherheit und Stabilität aus. Es besteht kein Zweifel daran, dass die PV eine tragende Säule in der zukünftigen Stromversorgung darstellen wird. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass PV-Anlagen in Zukunft Leistungen erbringen müssen, um die Systemstabilität auch bei sehr hohen Anteilen umrichterbasierter Erzeugung gewährleisten zu können. Dies bedeutet, dass PV-Anlagen in Zukunft zumindest teilweise mit netzbildenden Umrichtern (NBWR) ausgestattet werden müssen¹⁵⁶. Falls dies beim Ausbau nicht beachtet wird, würde die Systemstabilität zum Hindernis für die weitergehende Integration dieser regenerativen Energiequelle. Die Folge wäre der verstärkt erforderliche Einsatz von Synchrongeneratoren und damit im Zielbild wasserstoffbetriebener Gasturbinenkraftwerke. Unklar sind in diesem Zusammenhang bisher:

¹⁵⁴Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2019).

¹⁵⁵Vgl. Bundesnetzagentur (2021b).

¹⁵⁶https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/High_Penetration_of_Power_Electronic_Interfaced_Power_Sources_and_the_Potential_Contribution_of_Grid_Forming_Converters.pdf

- Es ist fraglich, wie sich die netzbildende Fähigkeit auf das Anlagendesign auswirkt. Dies gilt insbesondere auf die Auslegung von Wechselrichtern, Speichern, etc.
- Ebenso fraglich ist, wie sich die netzbildende Fähigkeit auf den Betrieb auswirkt. Mögliche Beeinträchtigungen, zusätzliche Verluste und Belastungen sind denkbar.
- Unklar ist gegenwärtig, ob eine Schwarzstartfähigkeit des Stromnetzes oder von Netzsegmenten allein auf Basis von Solar- und Windstromerzeugung notwendig oder vorteilhaft ist.
- Welche PV-Anlagen müssen netzbildend sein? Wird dies bis in die Niederspannungsebene reichen? Belastbare Aussagen zu einem Minimalanteil an NBWR im (europäischen/deutschen) Verbundsystem, in Abhängigkeit von Umrichter-Durchdringungsszenarien (bspw. bei x % Umrichtern im System benötigen wir y % NBWR) existieren bis dato nicht.
- Ist es technisch möglich, Bestandsanlagen derart zu modifizieren, so dass diese die Funktionalität der Netzbildung erhalten können?
- Im regulatorischen Rahmen ist offen, wie netzbildende Eigenschaften spezifiziert und überprüft werden sollten.
- Wie ist es möglich, regulatorische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreize für die Integration von netzbildenden Wechselrichtern aufzusetzen?

Ein zu großer Anteil an dezentralen und kleinteiligen Erzeugungsstrukturen führt hingegen zu neuen Risikofaktoren. Eine Steuerbarkeit von außen ist notwendig, hätte aber große Auswirkungen auf die Netzführung und die Vorhersagbarkeit des Betriebs. Ein wichtiger Punkt hier ist die Idee autonomer Energiesysteme, welcher Gegenstand nationaler Förderprogramme wie E-Energy und SINTEG sowie im VDE-Fachausschuss „Zellulare Energiesysteme“ entwickelt und demonstriert wird. Mit Entwicklungsende sollen autonome Energiesysteme basierend auf zellularen Bausteinen existieren, die sich selbst optimieren können, wenn sie von einem größeren Netz isoliert sind, als auch an einem optimalen Betrieb teilnehmen, wenn sie in ein größeres Netz eingebunden sind. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand wären diese Systeme für die erfolgreiche Durchführung der Energiewende absolut notwendig. Betrachtet man allerdings den gegenwärtigen Kenntnis- und Entwicklungsstand ist ohne Zweifel nicht mit einem Einsatz in den nächsten Jahren zu rechnen.

3.6 Fazit

Zusammenfassend können aus der vorstehenden Analyse folgende Kernerkenntnisse entnommen werden:

- Aus der Annahme einer vollständigen Energieautarkie Deutschlands sowie einer rein regenerativen Energieversorgung resultieren gewaltige Flächen- sowie erhebliche Energiespeicherbedarfe.
- Einer Energiespeicherung in rein elektrischer Form über Batteriesysteme, deren Wirkungsgradvorteile deutlich erkennbar sind, stehen aktuell die Gründe eines extrem hohen Ressourceneinsatzes und entsprechend hohen Kosten entgegen (Grund: der Ressourceneinsatz wächst im Wesentlichen mit der zu speichernden Energiemenge).
- Auch wenn die Energiespeicherung in Form von Gas (z.B. Wasserstoff) Wandlungsverluste mit sich bringt, sprechen der geringere Ressourceneinsatz und die entsprechenden Kosten vorrangig für diese Art der Speicherung (Grund: der Ressourceneinsatz wächst hier im Wesentlichen mit der bereitzustellenden Produktionsleistung).
- Die Flächenbedarfe für eine autarke Energieversorgung Deutschlands gehen erheblich über die Bereiche hinaus, die aktuell in Deutschland als restriktionsfrei nutzbare Flächen ausgewiesen sind. Bei einer Ausweitung der Planflächen muss auf technische Sinnhaftigkeit, ökologische Verträglichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz geachtet werden. All dies lässt Zweifel an der Machbarkeit einer vom Ausland unabhängigen EE-Lösung aufkommen.
- Die mit den Energiespeicherbedarfen unvermeidbaren Verluste (sowohl im Batteriespeicher- als auch im Wasserstoff-szenario der Bottom-Up-Betrachtung) bewirken zudem im Vergleich zum ideal verlustfreien Fall (siehe Top-Down-Szenarien) einen weiteren Anstieg der Flächenbedarfe und werden somit die vorgenannte Herausforderung weiter vergrößern.

Zwar haben die Corona-Krise und der Ukrainekrieg den Blick dafür geschärft, sich nicht in einseitige Abhängigkeiten vom Ausland in Kernbereichen der Güterversorgung zu bringen. Allerdings ist aufgrund unserer Erkenntnisse das Streben nach einer vollständigen oder auch nur annähernd autarken Energieversorgung Deutschlands als fragwürdiges Wunschdenken einzustufen.

Erweitert man den Blick und trägt der Tatsache Rechnung, dass es sich bei der Klimakrise um eine globale Krise handelt, die somit auch nur mit globalen Ansätzen zu bekämpfen ist, stößt man auf weitere Argumente, die grundsätzlich den existierenden Autarkiebestrebungen entgegenstehen.

Eine Prognose der OPEC weist aus, dass die Nutzung fossiler Energieträger bis zum Jahr 2045 weiter ansteigen wird (s. Abb. 3.12).

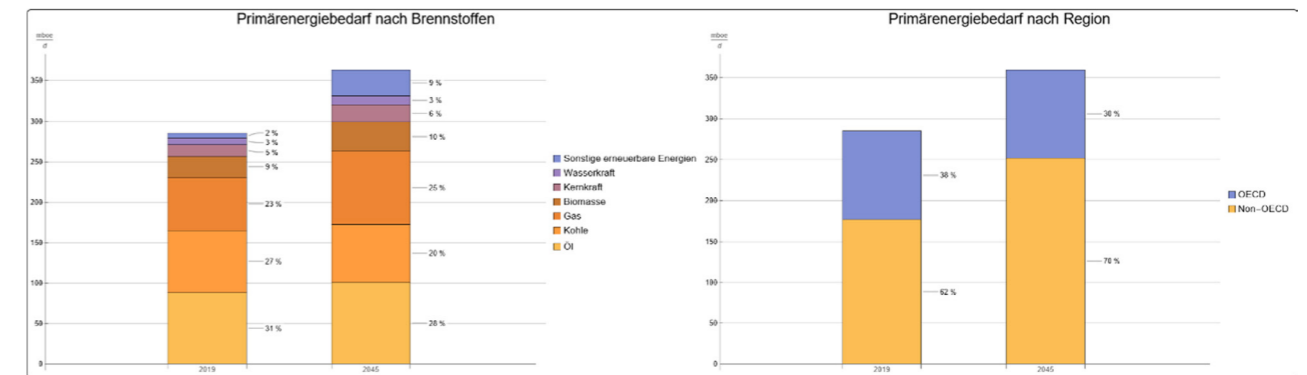


Abb. 3.12: Primärenergiebedarf nach World Oil Outlook 2045 der OPEC

Hierbei wurde berücksichtigt, dass der Primärenergiebedarf in den OECD-Staaten zurückgeht, wobei aber dieser Rückgang von einem Anstieg des Energiebedarfs in den „Non-OECD“-Staaten überkompensiert wird. Aus der angenommenen Entwicklung kann geschlossen werden, dass der Anstieg der fossilen Energieträger allein durch den wachsenden Energiebedarf der „Non-OECD“-Staaten bewirkt wird, was aber für die globale Klimaentwicklung unerheblich ist.

Will man also vermeiden, dass vor allem die Schwellen- und Entwicklungsländer aufgrund ihrer schwierigen ökonomischen Herausforderungen ihre Energieversorgung über die – unter Vernachlässigen externer Effekte – kostengünstigen fossilen Energieträger decken, sondern mittel- bis langfristig aus eigener Kraft die Herausforderungen der Klimakrise angehen können, müssen Exportmöglichkeiten für diese Länder geschaffen werden. Viele dieser Länder liegen im Sonnengürtel der Erde. Solare elektrische Energie kann dort mit deutlichen höherem Energienutzungsgrad bezogen auf die eingesetzten Ressourcen (z.B. Fläche und Material) gewonnen werden. Ein Ansatz ist es daher, wesentliche Anteile des Weltenergiebedarfes im Sonnengürtel der Erde zu gewinnen und in transportierbarer und speicherbarer Form an den Ort des Bedarfes zu bringen. Dass trotz der Wandlungs- und Transportverluste hierbei Gesamtwirkungsgrade (z.B. bei der Nutzung von Wasserstoff als Transport und Speichermedium) erreichbar erscheinen, die oberhalb der Energienutzungsgrade eines in Deutschland genutzten Photovoltaikmoduls liegen, ist klar erkennbar, wird aber häufig ignoriert. Zudem bieten solarthermische Kraftwerksansätze mit entsprechenden Wärmespeichern die Möglichkeit einer Bedarfsanpassung der Energieerzeugung und gelten als Anlagen zur „ressourceneffizienten großtechnischen Energieerzeugung“.

Da die Klimakrise lokal nicht zu lösen ist, müssen sich alle diskutierten Lösungsansätze an ihrer globalen Wirksamkeit messen lassen. Nachhaltige Ansätze sind hierbei solche, mit denen potenzielle zukünftige CO₂-Emittenten am Ende in die Lage versetzt werden, aus eigener Kraft das Ziel der CO₂-Neutralität zu erreichen. Diesem Ziel ist unter Nachhaltigkeitsaspekten aufgrund der globalen Krise das Ziel der lokalen Energieautarkie unterzuordnen. Gelder, die diesen Staaten heute z.B. bei der Klimakonferenz in Glasgow richtigerweise zugesagt werden, müssen mit diesem Ziel verknüpft und damit strukturell für eine Umrüstung in EE und Energieexporte gebunden zu sein.

Wenn man aber anerkennt, dass Energieautarkie in Deutschland und Europa aufgrund des globalen Charakters der Klimakrise kein anzustrebendes Ziel ist, sind die oben gemachten Ableitungen aus den technischen Betrachtungen noch einmal zu justieren:

- Aufgrund der hohen Flächenbedarfe zur Gewinnung der benötigten (elektrischen) Energie wird Deutschland ein Energieimportland bleiben.
- Um bei den Importen nicht erneut in einseitige Abhängigkeiten zu geraten, bedarf es von vornherein einer ausgeprägten internationalen Diversifikation der Bezugsquellen.
- Wir werden Kurzzeitspeicher für elektrische Energie brauchen und hierfür eignen sich Batteriesysteme in Hinblick auf einen hohen Gesamtwirkungsgrad in besonderer Weise.
- Aufgrund des aktuell hohen Kosten- und Ressourceneinsatzes für die Batteriespeicherung sollte es einen zusätzlichen gasförmigen Energiespeicher geben, der die Rolle des Langzeitspeichers übernehmen wird. Bei Verwendung von Wasserstoff sind aber die sehr geringen Speicherkapazitäten Deutschlands (ca. 50 TWh) zu berücksichtigen.
- Es wird daher in den kommenden Jahren um den Ausbau bzw. Aufbau zweier flächendeckender Energieversorgungsinfrastrukturen gehen. Welche Rolle hierbei der Ausbau der elektrischen Infrastruktur bzw. z.B. die Wasserstoffinfrastruktur spielen wird, ist zu klären (aber nicht mehr, ob die eine oder die andere Infrastruktur ‚die Lösung‘ bietet).
- Den (Wirkungsgrad-)Vorteilen rein elektrischer Szenarien stehen dabei die Energietransport- und der Speicherfähigkeit einer Gasinfrastruktur, aus Gründen des Wirkungsgrades vorzugsweise einer Wasserstoffinfrastruktur, gegenüber.
- Für die Mobilität leitet sich daraus ab: Für die Kurzstrecke erscheint der Ressourceneinsatz batterieelektrischer Antriebskonzepte aufgrund der Wirkungsgradvorteile gerechtfertigt. Für die Langstreckenmobilität sowie die Großmobilität erscheinen hybride Konzepte mit kleinem Batteriesystem und Wasserstoff-Brennstoffzelle als eine ressourcenschonendere und damit sinnvollere Lösung. Letztes insbesondere, da die Wandlungs- und Transportverluste sich mit dem ressourcen- und speziell flächenbezogenen Energienutzungsgrad kompensieren lassen.
- Inwieweit moderne Kernkraftwerksansätze¹⁵⁷, wie sie aktuell weltweit und auch in Europa diskutiert werden, eine Rolle bei der Energiewende spielen sollten, bedarf der Beantwortung folgender Fragen:
 - Gibt es überhaupt eine Lösung des Entsorgungsproblems, die umwelt- und generationengerecht ist?
 - Halten wir die verbundenen Risiken durch die neuen Ansätze technisch und gesellschaftlich beherrschbar, somit verantwortbar und (zumindest in Deutschland muss man dies hinterfragen) gesellschaftlich durchsetzbar?

Ziel einer zukünftigen Energieversorgung Deutschlands sollte es daher sein, bei uns im Land so viel Energie zu gewinnen, wie technisch, ökologisch und gesellschaftlich sinnvoll umsetzbar erscheint.¹⁵⁸ Darüber hinaus wird es aber, neben dem kontinuierlichen Austausch im europäischen Netzverbund, große Teile unseres Energiebedarfes geben, die z.B. über Gasimporte aus dem Sonnengürtel der Erde oder anderen Regionen mit einem Überschuss an regenerativer Energie kommen werden.

¹⁵⁷Diese rücken im Zusammenhang mit dem Ukraine-Krieg wieder in den Vordergrund.

¹⁵⁸Derzeit erscheint uns die Erzeugung von 1.000 TWh Primärenergie als maximal sinnvoll, da die Erzeugung höherer Primärenergien nur noch mit in Deutschland im Vergleich zu sonnenstarken Regionen ineffizienten Photovoltaikanlagen (ca. 10% Ausnutzungsgrad statt ca. 27%) möglich wäre, siehe oben.

4 Sozioökonomische Rahmenbedingungen

Nicht nur auf der technischen Ebene gibt es erhebliche Herausforderungen bei der Umsetzung der Energiewende. Ebenso relevant ist die Bewältigung der sozioökonomischen Folgen. Das Transformationsprojekt wird bis zum finalen Schritt der Treibhausgasneutralität noch fast ein Vierteljahrhundert dauern. Bis dahin gilt es, die Gesellschaft als Ganzes weiter mitzunehmen, sonst ist das Vorhaben zum Scheitern verurteilt. Es kann daher keine fundamentale Energiewende geben, ohne alle Interessen in einem gesellschaftlichen Kompromiss aufzulösen. Hierbei ist erschwerend zu beachten, dass die Interessen mit unterschiedlicher gesellschaftlicher Durchsetzungsmacht ausgestattet sind. Dabei sollte jedem klar sein, dass die größten gesellschaftlichen Machtpotenziale auf Seiten der Kapitaleigner liegen.

Den abhängig Beschäftigten steht dabei in Deutschland ein noch nie so hoch, auf nur wenige konzentrierter Reichtum an Vermögensbeständen gegenüber. Das Gesamtvermögen (Reinvermögen nach Abzug aller Verbindlichkeiten) der Deutschen lag 2020 bei knapp 21 Billionen EUR.¹⁵⁹ Nur zehn Prozent der erwachsenen Bevölkerung ab 17 Jahren „gehören davon (im Jahr 2018) gut 66 Prozent und dem reichsten Prozent ein Drittel. Allein die reichsten 0,1 Prozent verfügen über 17 Prozent des Vermögens – das sind 41.000 Haushalte, die durchschnittlich 40 Millionen Euro auf der hohen Kante haben“.¹⁶⁰ Rund die Hälfte der Deutschen hat überhaupt kein Vermögen; viele sind dagegen hoch verschuldet. Zwischenzeitlich hat sich das Vermögen noch mehr konzentriert.¹⁶¹ Dies alles vollzieht sich zudem vor dem Hintergrund einer hohen Machtkonzentration von Unternehmen in vielen Branchen.¹⁶²

Das WEI sieht daher die Politik mehr denn je gefordert, auch die sozioökonomischen Folgen der Energietransformation gesellschaftsverträglich auszusteuern. Bisher hat die Politik dabei allerdings versagt: Eine Bevölkerungsmehrheit stuft die Wirtschaft in Deutschland als sozial und ökologisch ungerecht ein und fordert umfassende Reformen. 78 % der Befragten in einer repräsentativen Studie des Forschungsinstituts Splendid Research sprachen sich dafür aus, dass die Politik das Wirken großer Unternehmen auf die Umwelt stärker regulieren muss und 59 % fanden, dass Umweltverschmutzung durch die Politik nicht ausreichend geahndet wird.¹⁶³ Aus Sicht von 77 % der Befragten üben dabei große Konzerne zu viel Einfluss auf die Politik aus.

Dass viele Unternehmen Widerstand gegen die Energietransformation leisten, kann nicht überraschen und ist Folge von externen Effekten und einer „einzelwirtschaftlichen Rationalitätsfalle“ (John Maynard Keynes): Die unternehmerische (einzelwirtschaftliche) Unterlassung von Klima- und Umweltschutzinvestitionen ist – ohne eine vorherige Kosteninternalisierung über Umweltsteuern oder den Emissionshandel – betriebswirtschaftlich immer rational. Diese Investitionen belasten schließlich ohne unternehmerischen Nutzen den Gewinn der Kapitaleigner.

Gesamtwirtschaftlich wirkt aber die Unterlassung auf die Gesellschaft und letztlich auch auf das einzelne Unternehmen negativ zurück. Gestützt auf systematisch organisierten Lobbyismus versuchen Unternehmen infolgedessen, demokratisch gewählte Volksvertreter für ihre einseitigen Gewinninteressen zu vereinnahmen. Die Philosophen Theodor W. Adorno und Max Horkheimer haben in dem Zusammenhang schon in den 1960er Jahren von einer „privilegierten Komplizenschaft“ zwischen Politik und Kapital gesprochen.

Dies ist nur durch eine am Gemeinwohl orientierte Politik im Zusammenspiel mit der Jurisdiktion zu unterbinden. Im Hinblick auf die mächtigen Großkonzerne könnte dabei ein Gerichtsurteil in den Niederlanden gegen das Mineralölunternehmen Shell wegweisend sein.¹⁶⁴ Erstmals ist dabei ein multinationaler Konzern in einem Musterprozess von einem Gericht auf eine Klage von Klimaaktivisten hin dazu verurteilt worden, seine CO₂-Emissionen zu verringern. Demnach soll Shell seine Emissionen bis 2030 um 45 % gegenüber 2019 reduzieren, um seinen Beitrag zum Erreichen der Pariser Klimaziele zu leisten. Zuvor schon hatte das höchste Gericht der Niederlande im Jahr 2019 ein vorinstanzliches Urteil bestätigt, wonach die niederländische Regierung dafür sorgen muss, dass bis zum Ende des Folgejahres die CO₂-Emissionen in den Niederlanden um 25 % gegenüber 1990 sinken müssen.¹⁶⁵ Auch hierzulande weist das politisch initiierte BImSchG Mineralölkonzerne unter Strafandrohung an, die CO₂-Emissionen ihrer Kraftstoffe zu reduzieren (vgl. Kap. 2.2.1). Ähnlich spektakulär ist die Ankündigung, dass Greenpeace und eine Medizin-Studentin den größten deutschen Industrie-Konzern VW auf gerichtlichem Weg zu mehr Umweltschutz verpflichten lassen wollen (Mayer 2022, S. 12). Und auch das Bundesverfassungsgerichtsurteil (vgl. Kap. 1.2) trägt dazu bei, der Politik engere Grenzen für Konzessionen an die Kapitaleigner zu setzen. Sofern sich aus Sicht der Unternehmen politisch angestoßene oder rechtlich erwirkte Veränderungen aus der Energie- und Klimawende nicht verhindern lassen, können sie aber versuchen, die daraus entstehenden Belastungen über höhere Preise, eine Drosselung der Produktionen und Entlassung von Beschäftigten abzuwälzen.

¹⁵⁹Vgl. Statistisches Bundesamt (2021).

¹⁶⁰Vgl. Bach (2018, S. 1060).

¹⁶¹Vgl. Schröder/Bartels/Göbler/Grabka/König (2020).

¹⁶²Vgl. Affeldt/Duso/Gugler/Piechucka (2021)

¹⁶³Vgl. Frankfurter Rundschau (12.05.2021, S. 15)

¹⁶⁴Vgl. Deutschlandfunk (28.5.2021).

¹⁶⁵Vgl. Neue Züricher Zeitung (26.12.2019).

In diesem Umfeld allein auf den Markt und seinen Mechanismus zu setzen, wird deshalb nicht ausreichend sein. Daher ist der Staat gefordert. Er muss die Kapitaleigner zu Umweltschutz- und Klimamaßnahmen in den Unternehmen durch eine Kombination von Anreizen (wie etwa Differenzverträgen (vgl. Kap. 2.2.2)) und Bestrafungen (wie etwa dem Emissionshandel oder der CO₂-Steuer (Kap. 2.1)) sowie Verboten bewegen. Zudem muss der Staat selbst in Umweltschutzmaßnahmen investieren und nicht zuletzt auch die Konsumtion der Endprodukte durch die privaten Haushalte mit Umweltauflagen steuern bzw. preisseitig belasten. Dies betrifft auch die Verhängung eines Tempolimits auf den Autobahnen.

Die Lasten der Klimapolitik müssen dabei aber gerecht nach der jeweiligen Tragfähigkeit der einzelnen Wirtschaftssubjekte in der Gesellschaft verteilt werden. Hierbei ist ökonomisch zu beachten, dass es sich bei Investitionen um Vermögenswerte handelt, deren Kosten (Abschreibungen) erst über Jahre verteilt zur Verrechnung kommen und damit zu einer Belastung werden, wenn Abschreibungen zu Preiserhöhungen führen, was in der Wirtschaft die Regel ist. Werden aber die Abschreibungen von den Unternehmern (Kapitaleignern) in ihren privatwirtschaftlichen Kalkulationen über Preise in den jeweiligen Umsatzerlösen von den Nachfragern bezahlt, so erhalten die Unternehmer ihre Investitionssummen und damit ihr eingesetztes Vermögen zurück. Dieser ökonomische Tatbestand wird in der orthodoxen Ökonomie und in der Wirtschaftspolitik systematisch ausgeblendet.¹⁶⁶ Bei der Kalkulation der Investitionen zu Wiederbeschaffungspreisen mit entsprechend höheren Abschreibungswerten erleiden die Kapitaleigner nicht einmal einen Inflationsverlust. Ausgestattet mit dieser kapitalistischen „Ewigkeit des Kapitals“ (Elmar Altvater) muss es gesamtwirtschaftlich zu einer rektifizierten Verteilungsrechnung kommen. Da in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) im jeweilig verteilbaren Volkseinkommen zwischen Kapital und Arbeit die Abschreibungen nicht mehr enthalten sind, diese haben die Kapitaleigner schon vorab als Rückverteilung ihres in der Vergangenheit investierten Vermögens erhalten, so müssen dann, richtig gerechnet, auch die Abschreibungen (verteilungsmäßig) den Unternehmens- und Vermögenseinkommen zugeordnet werden. Jeder Betriebswirt kennt in Unternehmen diese Rechnung aus der Cash-Flow-Ermittlung (Gewinn nach Steuern + Abschreibungen auf Sachanlagen = Cash-Flow). Die in den Gewinn- und Verlustrechnungen liquiditätsunwirksamen Abschreibungen erhöhen den Geldkapitalrückfluss und damit das Finanzierungsvolumen für Bruttoinvestitionen. Diese Rechnung, auf die Gesamtwirtschaft übertragen, was heute vom Statistischen Bundesamt völlig unverständlich nicht gemacht wird, führt zu ganz anderen Lohn- und Mehrwertquoten¹⁶⁷ bzw. Verteilungsverhältnissen. Lag hier die jahresdurchschnittlich offiziell ausgewiesene Lohnquote von 1991-2021 bei 69,8 % und die Gewinnquote bei 30,2 %, so verändern sich die Verteilungsquoten mit Abschreibungseffekt entsprechend stark auf 56,9 % und 43,1 %. Das heißt die Kapitaleigner erhalten realiter viel mehr aus dem verteilbaren Volkseinkommen als heute von den offiziellen Statistiken ausgewiesen bzw. suggeriert wird. Demnach stehen den Kapitaleignern zur Finanzierung ihrer Bruttoinvestitionen auch wesentlich höhere Mehrwerteinkommen aus dem Volkseinkommen zur Verfügung. So lag von 1991-2021 die gesamtwirtschaftliche Finanzierungsquote für alle getätigten Bruttoinvestitionen aus dem Mehrwerteinkommen bei jahresdurchschnittlich 190,5 % (vgl. Tab. 4.1). Hier liegt dann bei einer Trendextrapolation der wirtschaftlichen Entwicklung ein reichlicher Finanzierungsspielraum für wesentlich höhere Bruttoinvestitionen vor.

Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung										
	Volks-	Arbeitnehmer-	Unternehmens- u.	Abschreib-	Lohnquote	Mehrwertquote	Ergänzte	Ergänzte	Brutto-	Finanzierung aus
	einkommen	entgelt	Vermögenseinkommen	ungen			Lohnquote*	Mehrwertquote*	investitionen	Mehrwerteinkommen
	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in Mrd. EUR	in v.H.	in v.H.	in v.H.	in v.H.	in Mrd. EUR	in v.H.
1991-2021	56.910,7	39.708,4	17.202,3	12.837,4	69,8	30,2	56,9	43,1	15.772,0	190,5
* um Abschreibungen ergänzt										
Quelle: Statistisches Bundesamt, VGR, Fachserie 18, Reihe 1.1, diverse Jahrgänge, eigene Berechnungen										

Tab. 4.1: Verteilungsrechnung der VGR

In der gesamten dargelegten Verteilungs- und Finanzierungsrechnung ist dabei unterstellt, dass die Abschreibungen über Preise (Umsatzerlöse) den Unternehmen bzw. Kapitaleignern von den Nachfragern zurückerstattet worden sind. Mehr Investitionen für die Energiewende bedeuten dann hier auch mehr Abschreibungen und höhere Preise bei gleicher Verteilung zwischen Lohn- und Mehrwertquote. Vor dem aufgezeigten Verteilungs- und Finanzierungshintergrund mit einer Mehrwertquote von 43,1 % und einer Finanzierungsquote der Bruttoinvestitionen von 190,5 % müsste das aber nicht so sein. Hier gibt es reichlich Umverteilungsmasse zu Lasten der Kapitaleigner, so dass höhere Abschreibungssummen in der gesamtwirtschaftlichen Preisgleichung auch gegen den Mehrwert der Unternehmen verrechnet werden könnte, so dass es dann nicht zu Preissteigerungen kommen muss. Hier ist aber zwischen im Wettbewerb stehenden und marktmächtigen Unternehmen zu differenzieren. Gerade mit Blick auf marktmächtige Unternehmen, die eh schon aufgrund ihrer Preissetzungsmacht monopolähnliche Gewinne erzielen, ist eine Gewinnschonung im Zuge der Energiewende nicht hinnehmbar.

¹⁶⁶Vgl. Bontrup (2021).

¹⁶⁷In der Mehrwertquote sind dabei Zinsen, Grundrenten und Gewinne enthalten.

Außerdem sind hier bei den in den Gesamtkosten enthaltenen absoluten Abschreibungen für Umweltinvestitionen nur die relativen Stückkosten neben den Stückgewinnen die ökonomisch entscheidenden Größen. Dabei wird die Höhe der Stückkosten, vielmehr als durch Abschreibungen, von der Produktivität und auch von der Produktionsauslastung beeinflusst.

4.1 Makroökonomische Rahmenbedingungen

Die aufgezeigten Verteilungs- und Finanzierungsbedingungen haben sich vor dem Hintergrund der folgenden gesamtwirtschaftlichen Entwicklungen ergeben. Der jahresdurchschnittliche Zuwachs des preisbereinigten (realen) Bruttoinlandsprodukts (BIP) lag von 1991-2004 nur bei 1,2 % und in der Merkel-Ära von 2005-2021 bei 1,1 %. Die Erwerbstätigkeit legte in den Zeiträumen jahresdurchschnittlich mit 0,1 und 0,8 % zu, wobei der Zuwachs überwiegend mit Teilzeit und geringfügiger (prekärer) Beschäftigung erkaufte wurde. Dies zeigt sich überdeutlich bei den Zuwachsraten des Arbeitsvolumens, dass von 1992-2004 sogar um -0,5 % zurückging und von 2005-2021 lediglich um 0,4 % zulegte. Auch die Arbeitsproduktivität geht erschreckend zurück. Lag sie von 1991-2004 jahresdurchschnittlich, als Stunden-Produktivität gemessen, noch bei 1,9 %, so kam der Zuwachs von 2005-2021 nur noch auf 0,8 %. Die Ursachen für den Produktivitätsverfall sind noch nicht abschließend erforscht, sie könnten in einem nachlassenden Wettbewerb liegen und/oder einem Strukturwandel zu immer mehr produktivitätsschwachen Dienstleistungen und einem damit schrumpfenden industriellen Sektor. Auch die stark gewachsene Teilzeitbeschäftigung und prekäre Arbeit könnte einen Teil erklären. In Deutschland liegt dabei aber nicht nur eine zu geringe Wachstumsproduktivität vor, sondern auch eine nachhaltige staatliche und private Investitionsschwäche. Die Summe der Netto-Investitionen lag hier 1991-2021 kumuliert bei nur rund 3 Bio. EUR (von 1991-2004 waren es ca. 1,6 Bio. EUR und von 2005-2021 sogar nur rund 1,3 Bio. EUR). Die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate aller Netto-Investitionen war mit 17,4 % negativ. Deutschland leidet unter einem riesigen Investitionsstau; insbesondere im öffentlichen Sektor. Hier waren in einigen Jahren die Abschreibungen sogar höher als die Bruttoinvestitionen, womit ein Substanzverzehr gegeben war.

Wir haben gesehen, dass unter Verteilungsverhältnissen des Volkseinkommens die Brutto-Investitionen in Deutschland von 1991-2021 mit einer Mehrwert-Finanzierungsquote von 190,5 % leicht zu bezahlen waren. Dies gilt auch für die Netto-Investitionen nach Abzug der Abschreibungen. Bei der Bezugsgröße Volkseinkommen müssen aber noch staatliche Aktivitäten in Form von Produktions- und Importabgaben sowie Subventionen berücksichtigt werden. Addiert man diese zum Volkseinkommen, so erhält man das Netto-Nationaleinkommen (= Primäreinkommen) und nach den laufenden Transfers mit der übrigen Welt das verfügbare Einkommen, das sich dann in Konsum und Sparen aufteilt. Das verfügbare Einkommen ist dabei das Einkommen nach staatlicher Umverteilung (sekundäre Einkommensverteilung) durch Steuern, Abgaben und Sozialleistungen. Ohne Ersparnisse, d.h. ohne inländischen Konsumverzicht privater Haushalte, des Staates und/oder des Auslands, kann es hier aber keine Netto-Investitionen und damit auch kein Wachstum der Produktionsmöglichkeiten geben (vgl. Kap. 4.3). Von besonderer Bedeutung ist dabei die Rolle des Auslands. Reicht die gesamtwirtschaftliche nationale Ersparnis zur Finanzierung der Netto-Investitionen im Inland nicht aus, werden Kapitalimporte benötigt. Sie müssten aufgrund der Kreislaufzusammenhänge mit Importüberschüssen Deutschlands einhergehen. Dabei finanziert das Ausland per Saldo einen Teil der vom Ausland bezogenen nationalen Netto-Investitionen. Wird die inländische Ersparnis hingegen nicht von den inländischen Netto-Investitionen vollständig absorbiert, fließt ein Teil des inländischen Sparens ins Ausland ab und kann für dessen Güterversorgung verwendet werden. Spiegelbildlich zu den Kapalexporten kommt es dabei zu einem Exportüberschuss Deutschlands.

Bei einem derartigen nationalen Sparüberschuss wird nicht selten von einer Überersparnis gesprochen. Dies ist aber ex-post nicht der Fall. Die Ersparnis wurde nur nicht vollständig für inländische Investitionen verausgabt, sondern auf Grund des Exportüberschusses wurden mit der Ersparnis die Exporte, also die Importe des Auslandes, finanziert. Exportüberschüsse, insbesondere die hohen Überschüsse in Deutschland, treiben dabei aber andere Länder in eine womöglich gefährliche Auslandsverschuldung.¹⁶⁸ Will man deshalb die Exportüberschüsse abbauen, wird es aufgrund des gesamtwirtschaftlichen Nachfragerückgangs aber entweder weniger Wachstum im BIP und damit auch weniger Beschäftigung geben oder man muss die nicht im Ausland verkauften Güter und Dienste im Inland absetzen, d.h., hierzulande mehr konsumieren und vor allem mehr investieren.

Nicht alle Investitionen können dabei vom Staat getätigt werden. Den Großteil muss die private Wirtschaft leisten. Das Problem ist hierbei nur, dass sich private Investitionen rechnen müssen, d.h. sie müssen Profit abwerfen, auf den der Staat aus gesamtwirtschaftlichen Gründen verzichten kann. Das gilt besonders in Krisensituationen, wenn aus Profitgründen private Investitionen ausfallen. Der Staat kann aber auch aus konjunkturellen, struktur- und sozialpolitischen sowie nicht zuletzt aus ökologischen Gründen private Investitionen finanziell unterstützen und anreizen und so überhaupt erst möglich machen – wobei allerdings die ausgereichten öffentlichen Gelder fairerweise aus den zukünftig erzielten Gewinnen der Unternehmen zurückgezahlt werden müssten. Alternativ wäre zur Kompensation auch eine Beteiligung des Staates an den jeweiligen Unternehmen denkbar.

¹⁶⁸Vgl. Marquardt (2019).

4.2 Bislang zu verteilende zentrale Belastung

Die bisherigen „Kosten“ der Energiewende, hier verstanden als finanzielle Belastung für die Endenergieverbraucher, wurden auf verschiedenen Wegen „eingetrieben“. Bislang konzentrierte sich die Energiewende stark auf den Bereich der Stromversorgung. Hier wiederum fielen Energiewendekosten in erster Linie für die Förderung des EE-Ausbaus an. Im System der Festvergütung wurde den EE-Betreibern über 20 Jahre hinweg eine über dem Marktpreis liegende Vergütung durch die Netzbetreiber garantiert. Die Differenz aus den Vergütungszahlungen und den anschließenden Vermarktungserlösen der Netzbetreiber wurde über die EEG-Umlage finanziert. Kumuliert belaufen sich die Ausgaben bis Ende 2021 auf rund 275 Mrd. EUR (vgl. Abb. 4.1).

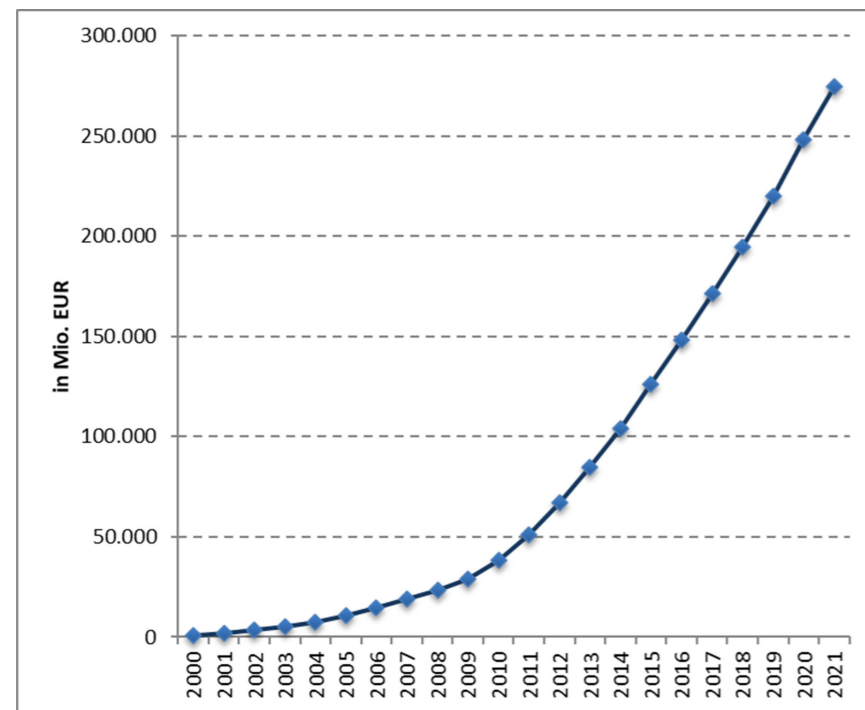


Abb. 4.1: Kumulierte Differenzkosten nach Abzug vermiedener Netzentgelte
Quelle: BMWi und eigene Darstellung

Die Summe über einer Viertel Billionen EUR erscheint gigantisch. Gerne wird sie auch von der Boulevardpresse zur Skandalisierung herangezogen. Volkswirtschaftlich allerdings handelt es sich um eine eher unproblematische Größenordnung. Der über 21 Jahre kumulierte Betrag entspricht nicht einmal einem Prozent des Volkseinkommens (ohne Abschreibungen) in 2021 und in etwa dem deutschen Kapitalabfluss ins Ausland in ebenfalls einem einzigen Jahr.

Zusätzliche Belastungen – für den Ausbau des Stromnetzes an die neuen Erzeugungsstrukturen und für das Lastenmanagement – wurden über die Stromnetzentgelte weitergeleitet. Weil die Fortschritte hier teils eher schleppend verlaufen, ist dieser Posten bis dato noch nicht so gravierend. Auch die über Umlagen finanzierte Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken ist verglichen mit der EEG-Umlagenbelastung eher gering. Darüber hinaus sollten neue CO₂-ärmere Technologien durch den Emissionshandel und zuletzt durch die CO₂-Steuer angestoßen werden. Beide Instrumente verteuern die betroffenen Endprodukte und werden letztlich von den Endverbrauchern über höhere Preise bezahlt.

In der von der Regierungskoalition geplanten Umstrukturierung wird zukünftig die EEG-Umlage entfallen (vgl. Kap. 2.3.2). Stattdessen wird die Finanzierung vieler unmittelbarer Energiewende-Maßnahmen immer mehr im Energie- und Klimafonds gebündelt. Bis zum Jahr 2026 sind hier weitere Mittel in Höhe von 200 Mrd. EUR vorgesehen, die laufend aus den Einnahmen des Emissionshandels und der CO₂-Steuer sowie aus unregelmäßigen Bundeszuschüssen gespeist werden.

In anderen Bereichen, vor allem im Gebäude- und im Verkehrsbereich, wurde stark mit einer steuerlichen Förderung oder anderen Formen finanzieller Unterstützung gearbeitet, um die gesetzten politischen Ziele zu erreichen. Die Belastung wurde und wird hier unmittelbar von den Staatshaushalten getragen, mittelbar aber an die Gesellschaft weitergereicht: entweder wurde sie durch Schulden oder durch Steuererhöhungen an anderer Stelle oder durch Kürzungen staatlicher Leistungen finanziert.

Zukünftig werden – so die Absicht der Regierungskoalition - vermutlich auch die Carbon Contracts for Difference eine große Rolle in der investitionsseitigen Belastung der Volkswirtschaft spielen (vgl. Kap. 2.2.2). Die Konstruktion dieses Instruments, dass Unternehmen bei der Installation CO₂-freier, aber betriebswirtschaftlich kostspieligerer Produktionstechnologien, unterstützen soll, ist noch in der Schwebe. Zu erwarten ist, dass auch hier „der Steuerzahler“ zumindest in Vorleistung treten soll.

4.3 Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende

Mit den bisherigen Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen wurde einiges bereits erreicht, die größten Anstrengungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität stehen aber noch bevor. Dazu sind in den unterschiedlichsten Bereichen der privaten Wirtschaft und durch den Staat erhebliche Investitionen erforderlich. Deren Aufwendungen müssen am Ende von der Gesellschaft über staatliche Abgaben oder Umlagen auf die Preise gedeckt werden. Hier wollen wir aber auch nicht die Möglichkeit von Gewinnreduzierungen für Kapitaleigner ausschließen; zumindest, wie schon erwähnt, für marktbeherrschende Unternehmen nicht. Wie die Belastungen letztlich verteilt werden, muss die Gesellschaft insgesamt entscheiden.

Schätzungen zur Größenordnung der Belastung können – aufgrund der Dauer, Komplexität, dynamischen Interdependenz des Vorhabens – immer nur „grobe Hausnummern“ liefern.

4.3.1 Einzelbefunde unserer physikalisch-technischen Analyse

In Kap. 3 haben wir in einer Top-Down und in einer Bottom-Up-Betrachtung die enormen technischen Herausforderungen zur Bewältigung der Energiewende aufgezeigt, die sich dann ergeben, wenn gleichzeitig die Versorgungssicherheit und vollkommene Energieautarkie gewährleistet werden soll.

Eine grobe Kalkulation des Ausbaufordernisses bei den EE führt hier allein bei den EE-Anlagen zu einem Investitionsbedarf von 1.299±126 Mrd. € (1.600-TWh-Szenario) bis 1.605±190 Mrd. € (2.000-TWh-Szenario) (vgl. Tab. 4.4):

Anlagentyp	AfA [a]	1.600-TWh-Szenario		2.000-TWh-Szenario	
		Startinvestition [Mrd. €]	jährliche Neuinvestition [Mrd. €/a]	Startinvestition [Mrd. €]	jährliche Neuinvestition [Mrd. €/a]
PV, Dach	25. ± 5.	204. ± 18.	8.2 ± 1.8	204. ± 18.	8.2 ± 1.8
PV, Freifläche	37.5 ± 2.5	494. ± 112.	13.2 ± 3.1	800. ± 181.	21. ± 5.
Windkraft, Land	22.5 ± 2.5	356. ± 46.	15.8 ± 2.7	356. ± 46.	15.8 ± 2.7
Windkraft, See	22.5 ± 2.5	245. ± 28.	10.9 ± 1.7	245. ± 28.	10.9 ± 1.7
GESAMT	./.	1299. ± 126.	48. ± 5.	1605. ± 190.	56. ± 6.

Tab. 4.4: Ausbauskosten gemäß Szenarienrechnungen WEI
Quellen: Eigene Berechnungen.

Die Werte ergeben sich aus den Angaben in Tab. 3.1 in Verbindung mit Abb. 3.2.

Aufgrund der begrenzten Lebensdauer der Anlagen sind somit unter Anwendung derzeit anzuwendender AfA-Daten mit jährlichen Neuinvestitionen in Höhe von 48±5 Mrd. € (1.600-TWh-Szenario) bis 56±6 Mrd. € (2.000-TWh-Szenario) zu rechnen.

Bei den Kosten der Erstinvestition sind auf der einen Seite auch schon die bislang getätigten Investitionen enthalten. Nicht explizit ausgewiesen hingegen sind die – perspektivisch bedeutenderen – im Transformationsprozess noch zu tätigen Investitionsausgaben. Außerdem werden hier sehr grob die aktuellen Anlagenpreise und Produktivitäten zugrunde gelegt. Lernkurveneffekte, die in der Vergangenheit eine beachtliche Rolle spielten, dürften insbesondere bei Photovoltaikanlagen auch in Zukunft noch von, wenn auch abnehmender, Relevanz sein. Inwieweit Ressourcenverfügbarkeiten bzw. -verknappungen hier konträr wirken, lässt sich derzeit nicht abschätzen. Hier spielt auch der zunehmende weltweite Bedarf eine Rolle. Auf der anderen Seite sind aber insbesondere auch die Kosten des flankierend vorzunehmenden Netzausbaus (sowohl im Strom- als auch im Wasserstoffbereich) nicht mit eingerechnet.

Weitaus gigantischer erscheinen die Investitionserfordernisse zur Deckung des Speicherbedarfs bei vollkommener Autarkie. Dies gilt insbesondere bei Verwendung von Li-Ionen-Batteriespeichern, die sich mit Hilfe der derzeitigen Rohstoffreserven für Lithium und Kobalt selbst technisch nicht darstellen lassen. Aus unserer Top-Down-Analyse ergeben sich unter Heranziehung der Informationen in Cole (2021) selbst bei ausgesprochen günstiger Entwicklung der Preisleistungsrelationen Investitionsausgaben in Höhe von 48±25 Bio. EUR (1.600-TWh-Szenario mit 302±57 TWh Speicherkapazität) bis 66±34 Bio. EUR (2.000-TWh-Szenario mit 417±75 TWh Speicherkapazität). Dabei ist ein weiterer Speicherbedarf zur Deckung von Ausspeicherverlusten noch nicht berücksichtigt. Das Stemmen eines solchen Volumens erscheint als utopisch.

Bei Verwendung von Wasserstoff als Speichermedium dürften die Kosten unseres Erachtens in der Größenordnung der heutigen Speicherkosten für Erdgas liegen. Allerdings bei deutlich geringerer Speicherkapazität (<52 TWh) als dies derzeit für Erdgas möglich ist (ca. 260 TWh). Da diese Speicherkapazität um mindestens einen Faktor 6 bis 8 kleiner ist als die erforderliche Speicherkapazität, müssen derartige Speicher somit vom Ausland in geeigneter Weise zur Verfügung gestellt werden.

Selbstverständlich stellen die Belastungsrechnungen nur sehr grobe „Hausnummern“ dar. Im Fokus unserer Analyse in Kap. 3 standen schließlich auch eher die physikalisch-technischen Zusammenhänge. Die hier präsentierten Angaben weichen stark von denen der nachfolgenden Analyse nach oben ab. Ein wichtiger Grund dabei ist, dass wir die derzeit politisch stark diskutierte Energieautarkie als vollständig und politisch vorgegeben betrachtet haben und dass wir nicht die Kosten gegenerechnet haben, die bei einem Verzicht auf die forcierte Energiewende ebenfalls anfallen würden, wie etwa den Ersatz oder die Erüchtigung veralteter Kohle- und Gaskraftwerke, die Brennstoff- und Zertifikatekosten bei deren Betrieb. Darüber hinaus haben wir auch die Carbon-Capture-and-Storage-Technologie als Option ausgeschlossen.

Grundsätzlich wird unser Befund einer finanziellen Überforderung bei einer vollständigen Autarkie aber auch von der nachfolgenden Studie von Boston Consulting/Prognos geteilt.

4.3.2 Analyse von Boston Consulting/Prognos

In einer umfangreichen, ganzheitlich angelegten und vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) in Auftrag gegebenen Studie aus dem Jahr 2018 quantifizieren Boston Consulting/Prognos¹⁶⁹ (BCP (2018)) die ökonomischen Effekte der Energiewende vor dem Hintergrund unterschiedlich ambitionierter Energiewendepfade. Bezogen auf die aktuellen politischen Weichenstellungen ist dabei aus heutiger Sicht der „95-Prozent-Klimapfad“ am relevantesten. Die Studie hat als Zeithorizont das Jahr 2050.

Nach dem Bundesverfassungsgerichtsurteil (vgl. Kap. 1.2) und der Schärfung der Klimaschutzvorgaben durch die daran anknüpfende Novelle des Klimaschutzgesetzes (vgl. Kap. 1.5.2) hat Boston Consulting (BC (2021)) die Studie – wiederum im Auftrag des BDI – aktualisiert.¹⁷⁰ Der Zeithorizont reicht darin aber zumeist nur bis zum Jahr 2030, bis zu dem die entscheidenden Weichenstellungen in kurzer Zeit vorzunehmen sind. Zu Relevanz der Vorgängerstudie erklärt BC (2021, S. 4): „Diese Studie ist im Grundsatz weiterhin gültig. Durch die seither verschärften deutschen Klimaziele ist der erforderliche Emissionsreduktionspfad allerdings noch einmal erheblich steiler geworden. Zugleich hat die klimapolitische Regulierung mit dieser Verschärfung nicht Schritt gehalten.“ Als Ziel der von vornherein technologieoffenen Studie wird deklariert: „(...) einen klimapolitischen Instrumentenmix zu erarbeiten, der in allen Sektoren die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ermöglichen würde und die wichtigsten Weichen in Richtung Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stellt. Gleichzeitig sollen der Erhalt von Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit und Industrie sowie eine sozial möglichst ausgewogene Kostenverteilung sichergestellt werden.“¹⁷¹

In die Berechnungen der Vorläufer- und der aktualisierten Studie fließen die Anpassungsnotwendigkeiten für die Industrie, den Energie-, den Verkehrs- und den Gebäudesektor sowie die Land- und Abfallwirtschaft ein. Analysiert wird eine Strategie, die unter Berücksichtigung von

- Sektorkopplung,
- Energieeinsparpotenzialen,
- Flexibilisierungsmaßnahmen und
- Lernkurveneffekten sowie
- der erwarteten Entwicklung der Bevölkerung,
- der prognostizierten Preise fossiler Rohstoffe und der CO₂-Zertifikate
- und Umsetzungsbeschränkungen, z.B. bei den Ausbaupotenziale

das Erreichen der THG-Ziele kosteneffizient und unter Wahrung der Versorgungssicherheit ermöglicht.

¹⁶⁹Vgl. BCP (2018, S. 6f.)

¹⁷⁰Vgl. BC (2021).

¹⁷¹BC (2021, S. 5).

Zu dem Szenario, das eine Emissionsreduktion bis 2050 um 95 % gegenüber 1990 vorsieht, führen BCP (2018, S. 10) als Fazit aus: „95 Prozent THG-Reduktion wären an der Grenze absehbarer technischer Machbarkeit und heutiger gesellschaftlicher Akzeptanz. Eine solche Reduktion (...) erfordert praktisch Nullemissionen für weite Teile der deutschen Volkswirtschaft. Dies würde neben einem weitestgehenden Verzicht auf alle fossilen Brennstoffe unter anderem den Import erneuerbarer Kraftstoffe (Power-to-Liquid/-Gas), den selektiven Einsatz aktuell unpopulärer Technologien wie Carbon-Capture-and-Storage (CCS) und sogar weniger Emissionen im Tierbestand bedeuten – eine erfolgreiche Umsetzung wäre nur bei ähnlich hohen Ambitionen in den meisten anderen Ländern vorstellbar.“ Im Grundsatz ändern sich diese Befunde – abgesehen vom deutlich verstärkten Handlungsdruck – auch in der Anschlussstudie nicht.

Bezogen auf die volkswirtschaftliche Belastung durch die Energiewende ergibt sich aus beiden Studien folgender Befund, wobei sie die Angaben für die Vorläuferstudie jeweils auf den „95-Prozent-Klimapfad“ beziehen:

- Bei kosteneffizienter Umsetzung rechnen die Verfasser in BCP (2018) mit etwa 1.770 Mrd. EUR an Mehrinvestitionen gegenüber dem zuvor schon angelegten Referenzpfad, der seinerseits Investitionen von ca. 530 Mrd. EUR benötigt.¹⁷² Die Summe an insgesamt erforderlichen Mehrinvestitionen in Höhe von 2,3 Bio. EUR bezieht sich auf das Preisniveau des Jahres 2015 und erfasst alle Ausgaben von 2015 bis 2050. Jährlich wären mithin Mehrinvestitionen von gut 65 Mrd. EUR/a für die Energiewende zu tätigen.

Das nachträgliche politische Forcieren der Klimawende erfordert nach BC (2021) von 2021 bis 2030 rund 860 Mrd. EUR an Mehrinvestitionen (vgl. Abb. 4.2). Dabei seien rund 300 Mrd. EUR an Mehrinvestitionen bereits zuvor schon angeregt worden. Der Rest müsse durch neue Maßnahmen initiiert werden. Damit bewirkt die Verkürzung der politischen Reaktionszeiten einen Anstieg der jährlichen Mehrinvestitionen auf rund 86 Mrd. EUR/a.

- Nach Abzug von Netto-Einsparungen beim Energieträgerbezug und den Betriebskosten von den Mehrinvestitionen verbleiben in BCP (2018) noch Mehrkosten von etwa 960 Milliarden EUR im Zeitraum von 2015 bis 2050.¹⁷³ Im Durchschnitt resultiert so eine volkswirtschaftliche Mehrbelastung von knapp 30 Mrd. EUR p.a.¹⁷⁴ Die Rechnung reagiert allerdings sensibel auf Veränderungen in der bis 2050 unterstellten Energieträgerpreisentwicklung, für die die Annahmen des damaligen World-Economic Outlooks der OECD übernommen wurden.

In BC (2021, S. 47) sind nur die Mehrkosten für das Jahr 2030 ausgewiesen. Erwartet wird hier eine Mehrbelastung von rund 41 Mrd. EUR/a.

¹⁷²Vgl. BCP (2018, S. 13). In der Rechnung wurde berücksichtigt, dass auch ohne eine verschärfte Energiewende erhebliche Investitionen getätigt werden müssten. Nach der Kraftwerksliste des Bundesnetzagentur zeigt sich beispielsweise, dass sowohl im Braun- als auch im Steinkohlekraftwerkspark sehr viele Kraftwerke älter als 30 Jahre sind und auf absehbare Zeit in einer Welt ohne Energiewende entweder ersetzt oder erneuert werden müssten. Der Begriff Mehrinvestitionen erfasst dabei zum einen die Differenzkosten gegenüber betriebswirtschaftlich günstigeren und ohne die Klimapolitik erfolgten Investitionen. Zum anderen sind enthalten die mit der direkten Investition verbundenen zusätzlichen Infrastrukturinvestitionen (wie etwa La-desäulen für E-Autos) (vgl. BCP (2018, S. 85). Allerdings wird die Unterscheidung zwischen „Investitionen“ und Mehrinvestitionen in den beiden Studien nicht konsequent eingehalten (z.B. BC (2021, S. 42)). Vor allem wird nicht deutlich, wie hoch der Wert der erforderlichen Investitionen insgesamt ist. Dazu müssten zu den „Mehrinvestitionen“ noch die nicht veröffentlichten Differenzkosten hinzugezählt werden.

¹⁷³Vgl. BCP (2018, S. 89).

¹⁷⁴Nicht berücksichtigt wurden dabei die weiter entlastenden Effekte eingesparter CO₂-Zertifikatekosten und die vermiedenen volkswirtschaftlichen Schäden des Klimawandels bzw. die zu deren Vermeidung erforderlichen Anpassungskosten (vgl. BCP (2018, S. 85)).

- In einer holistischen gesamtwirtschaftlichen Betrachtung relativiert sich die Belastungsrechnung, da im Wirtschaftskreislauf erhöhte Ausgaben eines Akteurs automatisch zu erhöhten Einnahmen eines anderen Akteurs führen.¹⁷⁵ Belasteten stehen unmittelbar Begünstigte gegenüber. In der Gesamtwirkung sind dabei mehrere sich überlagernde Effekte zu verrechnen. So führen einerseits die erforderlichen Mehrinvestitionen, sofern sie aus dem Inland bezogen werden, unmittelbar zu einer Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes (BIP). Zugleich stoßen sie einen das BIP zusätzlich erhöhenden keynesianischen Multiplikatoreffekt an. Andererseits bewirken die durch die Zusatzinvestitionen erhöhten Kapitalkosten eine verringerte internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und belasten so über verringerte Exporte und erhöhte Importe das BIP. In ähnlicher Form belastend würde eine Verdrängung anderer Investitionen wirken. Auf Seiten der privaten Haushalte nimmt überdies wegen der gestiegenen Belastung der Konsum in BIP-reduzierender Form ab.

In einem dynamischen Input-Output-Modell prognostizieren BCP (2018, S. 102) einen Anstieg des BIP im Jahr 2050 um 40 Mrd. EUR gegenüber dem Referenzszenario. Analog zum damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Produktions- und Einkommenszuwachs resultiert in der Simulation ein Anstieg der Beschäftigtenzahl um 43 Tausend gegenüber der Referenz. Allerdings ist die Gültigkeit der Ergebnisse stark annahmenbasiert. Insbesondere beschränkt sich die Berechnung auf ein Szenario, in dem Deutschland nicht im Alleingang, sondern in globaler Kooperation den Klimaschutz verfolgt, so dass die Belastungen über eine verschlechterte internationale Wettbewerbsfähigkeit weniger brisant sind. Darüber hinaus wurde ein Ausbleiben des Verdrängens anderer Investitionen unterstellt.

Für den Fall, dass das Ausland den Klimaschutz weniger ambitioniert vorantreibt als Deutschland, folgert die Studie (BCP (2018, S. 13)): „Dabei wäre jedoch ein umfangreicherer Schutz gefährdeter Industrien nötig, um dem Risiko einer Schwächung industrieller Wertschöpfung zu begegnen – in Form eines wirksamen Carbon-Leakage-Schutzes und langfristig verlässlicher Ausgleichsregelungen für Industrien im internationalen Wettbewerb.“

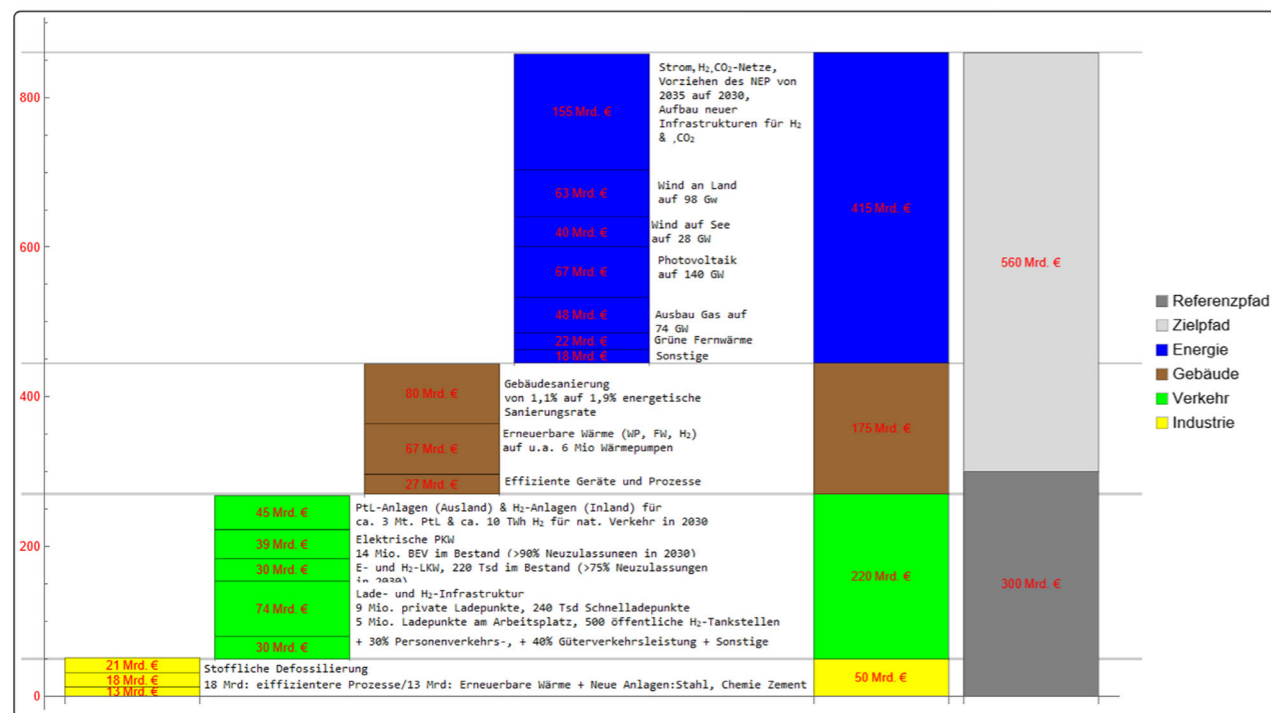


Abb. 4.2: Kumulierte Mehrinvestitionen 2021 bis 2030: Höhe und strukturelle Verteilung
Quelle: nach BC (2021, S. 45).

¹⁷⁵In BC (2021) wurde diese gesamtwirtschaftliche Analyse nicht aktualisiert. Die Verfasser begründen dies mit: „In dieser Studie wurde eine solche Modellierung nicht erneut vorgenommen. Da sich die wesentlichen Treiber wenig verändert haben, sind keine deutlich abweichenden makroökonomischen Effekte zu erwarten“ (BC 2021, S. 49).

Zwar weisen die Berechnungen von BCP (2018) bzw. BC (2021) zahlreiche unvermeidbare Unwägbarkeiten auf. Des Weiteren ist das 95-Prozent-Szenario und selbst die aktualisierte Studie von 2021 aufgrund der zwischenzeitlichen Änderungen nicht deckungsgleich mit dem derzeit angestrebten Politikpfad.

Dennoch legen die Befunde in ihrer ganzheitlich angelegten Gesamtbetrachtung nahe, dass es sich bei der Energiewende um ein Projekt handelt, das volkswirtschaftlich zwar eine enorme Herausforderung darstellt, aber für sich genommen machbar erscheint:

- Die erforderlichen Mehrinvestitionen von in Summe über 2 Billionen EUR relativieren sich erheblich.¹⁷⁶ So werden erstens die unmittelbaren „Kosten“ der deutschen Wiedervereinigung mit knapp 2 Billionen EUR auf eine vergleichbare Höhe veranschlagt,¹⁷⁷ ohne dass die Bundesrepublik damit überfordert gewesen wäre, wenn auch Deutschland bis 2002 wegen fehlender gesamtwirtschaftlicher Ersparnisse auf Kapitalimporte in Höhe von 197,8 Mrd. EUR aus dem Ausland angewiesen war (vgl. Kap. 4.2.2). Zweitens würden die Mehrinvestitionen von 65 Mrd. EUR/a bzw. von 86 Mrd. EUR/a einen Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Investitionstätigkeit von nur gut 12 – 16 % erfordern.¹⁷⁸ Angesichts eines gesamtwirtschaftlichen Sparens von etwa 300 Mrd. EUR p.a. sollte die Finanzierung möglich sein. Obendrein trüge die damit verbundene Stärkung der Binnennachfrage dazu bei, Deutschland im Verfahren der EU-Kommission wegen der Verursachung makroökonomischer Ungleichgewichte zu entlasten. In diesem Verfahren steht Deutschland wegen seiner anhaltenden Exportüberschüsse und der damit einhergehenden produktions- und beschäftigungsseitigen Belastung der Handelspartner sowie der daraus resultierenden Auslandsverschuldung gegenüber Deutschland auf der Anklagebank. Eine Umlenkung der Produktion in die Binnennachfrage, wie von der EU-Kommission gefordert, kann hier Abhilfe schaffen.
- Auch die Mehrkosten von in Summe knapp 1 Billion EUR sollten bei einem jährlichen Volkseinkommen von über 2,5 Billionen EUR über einen derart langen Zeitraum verkraftbar sein. Jährlich werden hier rund 1 % des Volkseinkommens absorbiert. Obendrein ist in der Quantifizierung nicht gegengerechnet worden, welche Umwelt- und Klimaschäden durch die politischen Anstrengungen vermieden werden. In der „Leitstudie“ von Nitsch u.a.¹⁷⁹ beispielsweise werden die bis 2050 vermiedenen externen Kosten des gesamten EE-Ausbaus auf etwa 400 Mrd. EUR beziffert.
- Berücksichtigt man zudem die Kreislaufzusammenhänge, verbleibt im Idealfall – mit den Worten von Boston Consulting/Prognos (S. 13) – sogar eine leicht „schwarze Null.“ Das BIP wird gemäß der Studie infolge der Energiewende in 2050 leicht höher ausfallen und bei der Beschäftigung resultiert ein leichter Anstieg gegenüber dem Referenzszenario.

Allerdings ist gesellschaftspolitisch zu berücksichtigen, dass die Energiewende bei der Mittelbeschaffung in „Verwendungskonkurrenz“ zu mehreren Zukunftsprojekten steht. Politische Versäumnisse haben in vielen Bereichen (s.o.) zu einer massiven Unterinvestition in Deutschland geführt. Der Einmarsch russischer Truppen in die Ukraine lässt überdies befürchten, dass die aus „Glasnost“ und „Perestroika“ resultierende „Friedensdividende“ langfristig wegbricht. So hat Bundeskanzler Olaf Scholz als weiteres Großprojekt ein 100-Mrd.-EUR-Aufrüstungspaket angekündigt, das als ein rechtlich problematisches Sondervermögen im Grundgesetz zur Umgehung der Schuldenbremse verankert werden soll.

Dennoch verdeutlichen die ausgewiesenen Befunde, dass das sozioökonomische Kernproblem weniger die Höhe der Belastung an sich als ihre Verteilung darstellt. Die Lastenverteilung wird so zur zentralen Stellschraube für die langfristige gesellschaftliche Akzeptanz und damit für den Erfolg der Energiewende.

¹⁷⁶Aber dies gilt nur, wenn die unbekanntenen Differenzkosten den Keil zwischen den erforderlichen Mehrinvestitionen und den erforderlichen Investitionen nicht zu groß werden lassen. Vgl. Fußnote 172.

¹⁷⁷Vgl. Best/Gebauer (2020).

¹⁷⁸Jahresdurchschnittlich lagen die Brutto-Investitionen in Deutschland von 1991-2021 bei 527,2 Mr. EUR. Vgl. Tab. 4.2.

¹⁷⁹Vgl. Nitsch u.a. (2012, S. 236).

4.4 Kreislauftheoretische Grundsätze der Investitionsfinanzierung

In der zeitlichen Abfolge des Transformationsprozesses gilt es, zunächst Investitionen zu tätigen, um anschließend über vermiedene Energieträgerkosten sowie Umwelt- und Klimaschäden davon zu profitieren. Gesamtwirtschaftlich müssen die von der aktuellen Generation zu tätigen Mehrinvestitionen zwangsläufig aus einer erhöhten Spartätigkeit finanziert werden. Denn kreislauftheoretisch gilt mit Blick auf die die Finanzierung der Netto-Investitionen einer Volkswirtschaft folgende Arithmetik:¹⁸⁰

$$Investitionen = Sparen_{Haushalte} + \frac{(Einnahmen_{Staat} - Konsum_{Staat})}{Sparen_{Staat}} + \frac{(Importe - Exporte)}{Sparen_{Ausland}}$$

Demnach stehen prinzipiell drei Wege der Finanzierung von öffentlichen und privaten Investitionen zur Verfügung:

- Die Spartätigkeit privater Haushalte im Inland legt zu. Statisch betrachtet gelingt dies, indem bei einem gegebenen verfügbaren Einkommen die Sparquote steigt, was wiederum Konsumverzicht von der aktuellen Generation erfordert.¹⁸¹
- Denkbar ist auch eine Umschichtung von im Ausland angelegten Inlandsmitteln. In Deutschland sind seit 2002 die Güterexporte größer als die Güterimporte (vgl. Tab. 4.2 und Tab. 4.3). Das Ausland muss den Teil der Exporte, den es nicht mit seinen Importeinnahmen begleichen kann, aus Mittelzuflüssen des Inlands (in Form von gegebenen Inlandskrediten, eingeräumten Unternehmensbeteiligungen über Aktienkäufe des Inlands usw.) bezahlen. Die deutschen Außenbeitragsüberschüsse gehen demnach einher mit einem Sparen auch im Ausland. Anders gewendet, der Sparsaldo des Auslands ist in obiger Gleichung traditionell negativ. In dem Umfang, in dem das Gesparte nun zukünftig nicht ins Ausland abfließt, kann es für die Binnennachfrage zum Zweck der Klimawendeinvestitionen mobilisiert werden. Dann wird entweder die inländische Güterproduktion weniger für Exporte als für Binneninvestitionen nachgefragt oder die zusätzlichen Binneninvestitionen werden aus verstärkten Importen befriedigt. Infolgedessen stehen dem Ausland dann allerdings weniger Mittel zur Verfügung, um seine Außenbeitragsdefizite zu finanzieren, so dass spiegelbildlich die Außenbeitragsüberschüsse Deutschlands zurückgehen; ein Effekt, der im Streben nach einem außenwirtschaftlichen Gleichgewicht durchaus erwünscht ist. Zur Größenordnung: Von 2002-2021 lag der Außenbeitragsüberschuss Deutschlands bei etwa 3,4 Bio. EUR, jahresdurchschnittlich bei gut 109 Mrd. EUR (vgl. Tab. 4.2 und Tab. 4.3).
- Als dritte Finanzierungsalternative bleibt ein erhöhtes Sparen des Staates, wobei hier drei Wege in Betracht kommen:
 - Weg 1: Der Staat sorgt für eine Ausweitung seiner Einnahmen durch Steuer- und Abgabenerhöhungen, um diese Mittel unmittelbar selbst oder mittelbar über die Förderung von Unternehmen und privaten Haushalten für Investitionen einzusetzen. Bei gegebenem (Brutto-)Volkseinkommen bedeutet dies aber eine Umschichtung von Mitteln aus dem Haushalts- bzw. Unternehmenssektor. Wird dies angesichts eines fallenden Nettoeinkommens gegenfinanziert durch ein Entsparen des privaten Sektors im Inland werden per Saldo keine Mittel für Mehrinvestitionen frei. Dazu wären dann Einschränkungen beim Konsum (oder bei anderen Unternehmensinvestitionen) oder beim Sparen im Ausland erforderlich.
 - Weg 2: Die Einnahmenerhöhung des Staates wird über „außerordentliche Einnahmen“ finanziert. Der Staat nimmt hier Kredite beim privaten Sektor auf. Das „Sparen“ des Staates wird dann letztlich durch das erhöhte Sparen des privaten Haushaltssektors im Inland finanziert. Auch dazu bedarf es eines Konsumverzichts oder eines geringeren Sparens im Ausland. Im Unterschied zur Steuerfinanzierung im Weg 1 baut aber der private Sektor bei einem Konsumverzicht als Gegenleistung dafür Forderungen in gleicher Höhe an den Staat auf. Es kommt – anders als bei einer erhöhten Steuerbelastung – zu einem (Finanz-)Vermögensaufbau der privaten Haushalte.
 - Weg 3: Der Staat verringert seine konsumtiven Ausgaben, um den erzeugten Saldo bei unveränderten Einnahmen in Investitionen umzulenken. Leidtragende wären die Begünstigten der konsumtiven Leistungen, unter die u.a. Sozialleistungen, Bildungsausgaben und Ausgaben für das staatliche Gesundheitswesen fallen.

¹⁸⁰Vgl. Bontrup/Marquardt (2021, S. 495f.).

¹⁸¹Dynamisch betrachtet können die Mehrinvestitionen zwar zudem einen Multiplikatoreffekt auslösen, der zugleich auch das verfügbare Einkommen erhöht, so dass ein Teil der Investitionen auch aus dem Einkommenszuwachs gegenüber einem Status-quo-Szenario finanziert werden kann. Unterm Strich wird aber eine Konsumeinschränkung bleiben, wenn über das private Sparen die Mittel aufgebracht werden sollen.

4.5 Neuausrichtung der Sparaktivitäten im Ausland

Zu einem großen Teil können unter Berücksichtigung der Kreislaufzusammenhänge die Mehrinvestitionen der Energiewende durch ein Ablösen des mit der „deutschen Exportstrategie“ verbundenen „Lebens unter den eigenen Verhältnissen“ mobilisiert werden: Wenn nicht jährlich weit über 200 Mrd. EUR ins Ausland abfließen, um dem Ausland die Finanzierung seiner Außenhandelschuld zu ermöglichen, könnten diese Mittel alternativ in inländische Energiewendeinvestitionen fließen.

Denkbar ist mit Blick auf unsere aus den technischen Herausforderungen sowie aus Effizienz- und Nachhaltigkeitsaspekten abgeleitete Forderungen nach zukünftigen Wasserstoffimporten (vgl. Kap. 3.6) aber auch eine Neuausrichtung der deutschen Exportstrategie. Das Gesparte wird dann nicht ins Inland zum Aufbau einer reinen Inlandslösung der Energiewende umgeleitet, sondern fließt zunächst weiter ins Ausland. Dabei tragen deutsche Sparer aber dazu bei, in sonnenreichen Schwellen- und Entwicklungsländern eine Infrastruktur für eine globale Energiewende aufzubauen. Dazu zählen insbesondere PV-Anlagen, Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Flüssiggasterminals und eventuell Pipelines. In der Aufbauphase dürften die deutschen Exporte vor allem im Maschinen- und Anlagenbau sogar eher zunehmen. Parallel baute sich zwar eine Verschuldung der Empfängerländer auf. Im Zeitablauf erwies sich diese Form der Verschuldung nach dem sogenannten „Grundbilanzkonzept der Außenwirtschaft“ aber als wenig problematisch. Denn nach dem Aufbau der Infrastruktur würden sich die Handelsströme umkehren. Überschüsse in der Wasserstoffproduktion könnten dann von den Entwicklungs- und Schwellenländern u.a. nach Deutschland exportiert werden und dort Versorgungsdefizite auffangen. Mit den nachfolgenden Exporteinnahmen könnten diese Länder dann einerseits ihre Anfangsverschuldung allmählich begleichen. Andererseits würde so dort eine neue Wohlstandsquelle entstehen, die nicht nur zum Abbau von Armut, Armutsmigration und sozialen Spannungen beitragen könnte, sondern die diese Länder materiell erst in die Lage versetzt, auf ihre derzeit bestehenden Pläne zur intensivierten Nutzung fossiler Energieträger zu verzichten (vgl. Abb. 3.12, S. 71).

4.6 Inter-generative Lastenverteilung

Über ein Umschichten des außenwirtschaftlichen Sparens hinaus bleibt nach Kap. 4.4 zum Aufbau einer infrastrukturellen Inlandslösung der Energiewende nur die Finanzierung über eine Konsumzurückhaltung von Seiten des Staates oder privater Haushalte.

In dem Kontext stellt sich das Problem der inter-generativen Lastenverteilung immer dann, wenn Investitionsmittel über den Staat durch Einnahmenerhöhungen mobilisiert werden sollen. Sowohl bei Steuer- (und Abgaben-)erhöhungen als auch bei einer erhöhten Staatsverschuldung sind Einschränkungen der aktuellen Generation im Konsum nötig. Bei der Steuer- und Abgabenerhöhung wird dies über ein verringertes Nettoeinkommen bewirkt. Bei erhöhter Staatsverschuldung bedarf es – sofern diese nicht vom Ausland finanziert wird – bei unveränderten Nettoeinkommen einer expandierenden Spartätigkeit der privaten Haushalte zu Lasten des Konsums. Im letzten Fall erfolgt aber eine „Entschädigung“ der aktuellen, verstärkt sparenden Generation mit einem Finanzvermögensaufbau. Die erhöhte Ersparnis ist dann immerhin ein „Versprechen“ auf zukünftigen Konsum (bei Rückzahlung der Kredite) mit laufenden Entschädigungszahlungen (Zinsen) für den Gegenwartsverzicht.

In der Wahl zwischen beiden Optionen wird die jüngere/zukünftige Generation mit dem „Erblast-Argument“, Lösungen vorziehen, bei denen ein Großteil der Investitionen über Steuern und Abgaben zukunftsnahe finanziert werden. So läuft sie nicht Gefahr, einen Staatsschuldenberg zu erben und dann für die Last ihrer Vorgängergeneration gerade stehen zu müssen. Moralisch ließe sich dies damit rechtfertigen, dass schließlich die Älteren ökologisch über ihre Verhältnisse gelebt hätten und deshalb nun vorrangig und unmittelbar für die Schadensbeseitigung geradestehen sollten.

Die ältere Generation hingegen dürfte eher eine zeitliche Streckung der Belastung über Schuldenfinanzierung präferieren. Schließlich entstünden ja die Vorteile heutiger Anstrengungen primär in der Zukunft. Daher sollten diejenigen, die später in den Genuss der Rendite kommen, über eine Beteiligung beim Schuldenabstottern mitbelastet werden. Außerdem habe man als ältere Generation schon in den zurückliegenden Jahrzehnten im Milliardenumfang investiert, um immerhin den – zugegeben noch unzureichenden – Status quo der Energiewende zu erreichen. Die Energiewende sei mithin keine Erfindung der Generation „Fridays for Future“, sondern wurde bereits in den 1980er Jahren angestoßen. Zudem hätte man zwar als Altgeneration ökologisch offenbar über die Verhältnisse gelebt, aber auch die heute noch Jüngeren haben daran schon mitgewirkt. Angesichts des immerhin erreichten materiellen Reichtums sei es auch sehr bequem, als Jüngere nun von einer hohen moralischen Warte Einschränkungen zu fordern. Die müsse man dann aber auch für sich selbst zukünftig akzeptieren.

Unseres Erachtens ist diese Form des inter-generativen „Schwarze-Peter-Spiels“ wenig zielführend. Beiden Positionen fehlt überdies eine kreislauftheoretische Nüchternheit: Sofern die Staatsverschuldung beim Ableben der alten Generation noch nicht abgebaut wurde, erbt die nachfolgende Generation zwar die Staatsschuld, aber im gleichen Umfang erbt sie auch die zu ihrer Finanzierung herausgegebenen Wertpapiere. Der „Erblast“ steht eine gleich hohe „Erbschaft“ gegenüber, so dass für die Nachfolgeneration als Ganzes per Saldo keine Belastung verbleibt. Innerhalb dieser Generation ergeben sich aber Umverteilungseffekte. Die Begünstigten sind die Kinder reicher Familien, die zuvor viele Wertpapiere erworben hatten. Belastet zur Rückzahlung der Staatsschuld werden aber alle Steuerzahler und damit auch solche, die keine Wertpapiere geerbt haben.

Die Argumentation der Älteren hingegen übersieht, dass in ihrer Generation aufgrund der Kreislaufzusammenhänge so oder so eine Konsumzurückhaltung erforderlich sein wird. Der Unterschied zur Steuerfinanzierung besteht darin, dass im Fall der Schuldenfinanzierung parallel ein Vermögensaufbau bei den Käufern der staatlichen Wertpapiere stattfindet. Sofern die Darlehen erst nach dem Ableben der älteren Generation zurückbezahlt werden, hat sie aber nichts davon. Bis zu ihrem Lebensende waren die Wertpapierbesitzer zwar vermöglicher als bei einer alternativen Steuerfinanzierung, sie konnten davon aber nichts zusätzlich kaufen, weil das Geld gebunden war. Sofern die Schuld vorher zurückgezahlt wird, begleichen die Steuerzahler der Generation die Schuld an die Wertpapierbesitzer dieser Generation. Auch dabei kommt es zu Umverteilungseffekten.

Dennoch spricht in der inter-generativen Betrachtung einiges zumindest für eine partielle Schuldenfinanzierung. Denn bei der alternativen Steuerfinanzierung droht bei zu undifferenzierter Ausgestaltung eine Verteilung der Lasten auch auf ärmere Bevölkerungsschichten. Das macht das Beispiel der CO₂-Steuer oder der EEG-Umlage besonders deutlich. Bei einer Mittelbeschaffung über Steuern, Abgaben und Umlagen werden die Armen durch staatliche Hoheit gezwungen, auf Konsum zu verzichten, obwohl sie sich angesichts eines geringen Einkommens und damit auch Vermögens ohnehin schon stark im Verbrauch einschränken müssen. Deshalb kommen bei einer Steuerfinanzierung auch nur die direkten Steuern und nicht die indirekten in Frage und als Bemessungsgrundlage nur die hohen Einkommen und Vermögen. Das traut sich aber die herrschende Politik nicht, weshalb wir auch von einem Politikversagen bei der Finanzierung der Energiewende sprechen.

Bei einer Schuldenfinanzierung hingegen wird kein staatlicher Zwang ausgeübt. Die Finanzierung über Wertpapieremissionen setzt auf freiwillige Initiative und basiert angesichts der Einkommensverhältnisse vorrangig auf einem Mitteleinsatz der Einkommensstarken. Deren erhöhtes Inlandssparen erfordert entweder einen Konsumverzicht, der dann wegen einer hohen Bedarfssättigung bei den Reichen aber als wenig problematisch empfunden wird. Oder es kommt in dieser finanzkräftigen Gruppe zu einer Verlagerung von Auslands- in staatliche Inlandsanlagen. Dies wiederum leistete einen Beitrag zur Entspannung in den Außenwirtschaftsbeziehungen, da so die Verschuldung des Auslands moderiert wird. Obendrein bedürfte es als Anreiz für den Kauf zusätzlicher Staatspapiere attraktiver Zinsen. Der Klage von Anlegern, dass es kaum noch sinnvolle risikolose Anlagen gebe, wird somit das Wasser abgegraben. Auch der Staat profitiert dabei. Selbst bei erhöhten Zinsen dürften sich die eingesetzten Mittel mit einer höheren Rendite rentieren. Zudem spielt das „Erblastargument“ keine Rolle (s.o.).

4.7 Intra-generative Lastenverteilung

Problematisch gestaltet sich auch die Lastenverteilung in der aktuellen Generation. Dort, wo der Markt die Energiewende organisieren soll, geht sie mit der Verteuerung traditioneller fossiler Energieversorgung einher. Bei staatlichen Geboten und Verboten (z.B. „Verbrenner-Verbot“) hingegen kommt es im Rahmen technischer Möglichkeiten zu Substitutionsprozessen, die in der Regel zumindest zunächst ebenfalls mit Verteuerungen einhergehen. In den Bereichen, in denen der Staat Anreize setzt, bedarf es – ohne Schuldenfinanzierung – zuvor der Mittelbeschaffung über Steuern und Abgaben und somit ebenfalls einer Kaufkraftbelastung.

Besonders betroffen davon sind – und das im Bereich der Daseins- und Grundversorgung – vorrangig die Einkommensschwachen, die sich angesichts des zuvor angelegten Auseinanderdriftens der Schere zwischen Arm und Reich ohnehin schon oftmals als von der Gesellschaft „abgehängt“ fühlen. Vor diesem Hintergrund hat die Energiewende das Potenzial zur Verschärfung der gesellschaftlichen Spaltung und Zerstörung.¹⁸² Dies zeigt beispielhaft auch die „Gelbwesten-Bewegung“ in Frankreich, auf deren Höhepunkt es zu revolutionsähnlichen Krawallen insbesondere in Paris kam. Auslöser war hier eine geplante Erhöhung der Steuer auf fossile Kraftstoffe zur Energiewendefinanzierung. In Verbindung mit der zuvor schon bestehenden sozialen Kluft war das der „Tropfen, der das Fass zum Überlaufen brachte“.

Diese Thematik wird derzeit durch eine allgemeine Inflationstendenz verschärft. Coronabedingte Lieferengpässe, in Verbindung damit enorme weltweite Logistikprobleme zum Auflösen von Transportstaus und vor allem die Folgen des Ukraine-Kriegs treiben die Lebenshaltungskosten eigendynamisch nach oben. Gerade bezogen auf die Preise fossiler Energien ist es zu exorbitanten Steigerungen gekommen. Einerseits sollen erhöhte Energiepreise zwar auch bewusst als Instrument der Energiewende dienen (vgl. Kap. 2.1). Die Verteuerung soll Energieeinsparungen und eine Wegorientierung von fossilen Energieträgern anregen. Andererseits hat die Preisexplosion der Gesellschaft keine ausreichende Zeit zu einer Neuausrichtung der Konsumgewohnheiten gelassen und sie trifft gerade die Einkommensschwachen besonders hart. Insofern hat die Politik hier an verschiedenen Stellen mit Entlastungen reagiert. Zu den Entlastungspaketen zählen (neben Sondermaßnahmen für vom Krieg oder den Sanktionen gegen Russland betroffene Unternehmen):¹⁸³

¹⁸²Vgl. u.a. Butterwegge (2020a) und (2020b).

¹⁸³Vgl. BMF (2022).

- Eine Entlastung in der Lohn- und Einkommensteuer durch einen Anstieg des Arbeitnehmerpauschbetrags um 200 EUR, des Grundfreibetrags um 363 EUR sowie der Entfernungspauschale für Fernpendler auf 38 Cent ab dem 21. Kilometer.
- Ein einmaliger Heizkostenzuschuss für Wohngeldbezieher in Höhe von 200 EUR in Ein-Personen-Haushalten bzw. von 350 EUR für einen Zwei-Personen-Haushalt (zuzüglich 70 EUR je weitere Person) und von 230 EUR für Bafög beziehende Auszubildende bzw. Studierende.
- Der raschere Wegfall der EEG-Umlage ab Anfang Juli 2022 (vgl. Kap. 2.1.3).
- Die Energiepreispauschale, wonach alle Einkommensteuerpflichtigen eine allerdings zu versteuernde Einmalzahlung von 300 EUR im Jahr 2022 erhalten.
- Eine Einmalzahlung für Sozialhilfeempfänger von 200 EUR im Jahr 2022.
- Ein Kinderbonus in Höhe einer Einmalzahlung von 100 EUR pro Kind im Jahr 2022.
- Temporäre Ticketvergünstigungen für den ÖPNV.
- Eine auf drei Monate befristete Senkung der Energiesteuer auf Kraftstoffe.

So dramatisch die Energiepreisbelastung für einzelne Haushalte und Unternehmen derzeit auch ist, sie darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass sie nur zu einem geringen Teil der Energiewende geschuldet ist. Im Gegenteil, die Energiewende hat bereits dazu beigetragen, die im Preis besonders stark angestiegenen fossilen Energieträger Öl, Kohle und Erdgas teilweise zu substituieren. Für eine belastungsseitige Bewertung der Energiewende muss daher von den derzeit dominanten Schocks abstrahiert werden. Die nachfolgenden Überlegungen sollen einen groben Eindruck vermitteln, wie sehr sich die bisherigen Belastungen der Energiewende auswirken.

4.7.1 Bisherige Belastung durch CO₂-Zertifikate

Seit dem Jahr 2005 gibt es den EU-Emissionshandel (vgl. Kap. 2.1.1). Einbezogen darin sind bislang die Energiewirtschaft, die energieintensive Industrie und der Luftverkehr. Seit 2008 stehen die Einnahmen dem Bundeshaushalt zu. Lange Zeit erwies sich die Belastung für die betroffenen Unternehmen aufgrund geringer Zertifikatepreise (vgl. Abb. 2.1) als weitgehend moderat (vgl. Abb. 4.3). Mit dem Anstieg der CO₂-Preise hat sie aber deutlich zugenommen. Die staatlichen Einnahmen aus dem Zertifikatehandel sind so von rund 300 Mio. EUR im Jahr 2008 auf 3,1 Mrd. EUR im Jahr 2020 gestiegen. In Summe wurden damit die Unternehmen – und bei Weiterreichen der Kosten an die Endkunden – auch die privaten Haushalte seit dem Jahr 2008 mit gut 14 Mrd. EUR belastet.

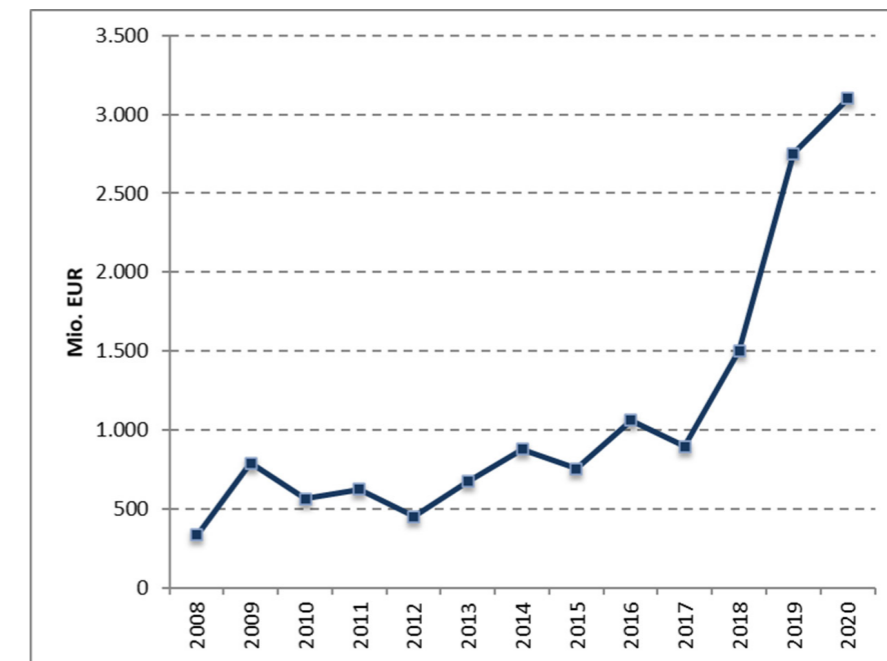


Abb. 4.3: Jährliche Einnahmen des Bundes aus dem CO₂-Zertifikatehandel
Quelle: Statistisches Bundesamt und eigene Darstellung

Die hierdurch entstehende Belastung für einzelne Unternehmen und – über das Weiterreichen in Endproduktpreisen – für private Haushalte lässt sich (abgesehen vom Strompreiseffekt vgl. Kap. 4.7.2) nicht herunterbrechen. Bezogen auf den Unternehmenssektor gab es überdies mit dem Carbon-Leakage-Argument eine durch kostenlose Zuteilung von Zertifikaten privilegierte Behandlung von energieintensiven Unternehmen, die im starken internationalen Wettbewerb stehen.

4.7.2 Bisherige Strompreisbelastung

Im Stromendpreis sind mehrere Komponenten enthalten, die der Energiewende geschuldet sind (vgl. Tab. 4.5). Die bedeutendste Komponente darunter ist die EEG-Umlage, gefolgt von der Stromsteuer. Für private Haushalte verteuerten sich die Strombezugskosten im Jahr 2021 durch die Energiewende um etwa 52 %. Dies bedeutet für einen 3-Personen-Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a einen Anstieg der monatlichen Stromrechnung von rund 32 EUR (bzw. 384 EUR im Jahr). Für einkommensstarke Haushalte ist dies sicherlich noch eine verkraftbare Dimension. Für einkommensschwache Haushalte hingegen bedeutet dieser Anstieg bei einem Gut der Daseinsvorsorge bereits eine erhebliche und unausweichliche Zusatzbelastung. Rund 300.000 Stromsperrern wegen unbezahlter Rechnungen signalisieren, wie dringend hier der politische Handlungsbedarf jetzt schon ist.

Für unprivilegierte Gewerbe- und Unternehmenskunden lag die Zusatzbelastung beim Strombezug durch die Energiewende im Jahr 2021 sogar bei 84 %. Ein Unternehmen mit einem Stromverbrauch von 160 MWh/a musste hier über die Energiewendekomponenten über 1.000 EUR im Monat (bzw. über 12.000 EUR im Jahr) zusätzlich ausgeben. Bei einem Verbrauch von 20.000 MWh/a belief sich der Betrag auf fast 140.000 EUR/Mon (bzw. fast 1,7 Mio. EUR im Jahr).

		Private Haushalte	Gewerbe u. Industrie (unprivil.) 160 - 20.000 MWh/a	Industrie (max. privil.) 100 GWh/a
Energiewende-Komponenten [ct/kWh]	EEG/StrEG	6,50	6,50	0,120
	+ Stromsteuer	2,05	1,54	-
	+ KWK-Umlage	0,25	0,25	0,033
	+ Offshore-Umlage	0,40	0,40	0,034
	+ Umlage abschaltbare Lasten	0,01	0,01	0,007
	+ MWSt auf EW-Kompon.	1,75	-	-
	= EW-Anteil	10,96	8,70	0,194
sonst. Admin. Komponenten [ct/kWh]	+ §19-Umlage	0,43	0,27	0,028
	+ Konzessionsabg.	1,66	0,11	-
	+ sonst. MWSt.	3,35	-	-
= Administriert Komponenten		16,40	9,08	0,222
+ Erzeugung, Transport u. Vertrieb		15,54	10,01	4,320
= Endpreis mit EW-Anteil [ct/kWh]		31,94	19,09	4,542
Endpreis ohne EW-Anteil [ct/kWh]		20,98	10,39	4,348
Verteuerung durch EW [v.H.]		52,2	83,7	4,5
monat. Stromausgabe in Mustereinheiten (ME) [EUR]	ME 1 mit EW	93,16	2.545	378.500
	ME 1 ohne EW	61,20	1.385	362.333
	Mehrausgaben durch EW	31,96	1.159	16.167
	ME 2 mit EW	66,54	259.183	
	ME2 ohne EW	43,71	122.500	
Mehrausgaben durch EW		22,83	136.683	

Quelle: BDEW und eigene Berechnungen; alle Angaben für 2021, Industrie für 2020.

ME 1: Private 3 Personen-Haushalte: 3.500 kWh/a bzw. unprivilegierte Industrie mit 160 MWh/a bzw. maximal privilegierte Großindustrie mit 100 GWh/a; **ME2:** Private 2 Personen Haushalte mit 2.500 MWh/a bzw. unprivilegierte Industrie mit 20.000 MWh/a.

Tab. 4.5: Strompreisbelastung durch die Energiewende

Allerdings relativiert sich die Unternehmensbelastung in zweierlei Hinsicht. Erstens können Unternehmen, die gleichermaßen mit einer Kostensteigerung konfrontiert werden, die Verteuerung auf die Verbraucher über die Preise abwälzen. Wie gut dies ohne Absatz- und Gewinneinbußen gelingt, hängt aber vom Grad der Verbraucherabhängigkeit im jeweiligen Markt und der Exponiertheit im internationalen Wettbewerb ab. Zweitens ergibt sich die Schwere der Belastung erst, wenn man berücksichtigt, welchen Anteil die Stromkosten an den Gesamtkosten haben. In der Papiererzeugung, aber auch bei der Elektrostahlerzeugung beispielsweise liegt der Stromkostenanteil bei etwa 7 %.¹⁸⁴ Ein durch die Energiewende verursachter Preisaufschlag von 84 % erhöht dann die Gesamtkosten lediglich um 6 %. In der energieintensiven Zementindustrie wird der Stromkostenanteil auf rund 20 % beziffert, so dass dort ein Gesamtkostenanstieg von 17 % verbleibt.

Insofern gilt mit Blick auf die unternehmerische Energiewendebelastung, dass zum einen die Weitergabemöglichkeit über die Preise und zum anderen die Bedeutung der Stromkosten im Gesamtkostengefüge eine entscheidende Rolle spielen. Aus diesem Grund gibt es zur Vermeidung eines „Green Electricity Leakages“¹⁸⁵, also der Produktionsverlagerung in Standorte, in denen die Stromwende weniger belastend wirkt, zahlreiche Privilegien für stromintensive Unternehmen, die zugleich in einem starken internationalen Wettbewerb stehen und daher nationale Kostensteigerungen kaum auf ihre Endkunden abwälzen können. Bei maximal privilegierten Unternehmen verteuerten die Energiewendekomponenten den Endpreis im Jahr 2021 lediglich um knapp 5 %. Ein typischer Zementhersteller mit diesen Ausnahmen hätte so infolge der Energiewende nur einen Gesamtkostenanstieg von 1 % zu bewältigen. Selbst in einem privilegierten Unternehmen der Aluminiumindustrie mit einem Stromkostenanteil von ca. 40 % verblieb so nur ein Gesamtkostenanstieg von 2 %.

Die Berechnung zur Strompreisbelastung infolge der Energiewende ist allerdings unvollständig. Denn nicht berücksichtigt wurden die Auswirkungen der CO₂-Zertifikatepreise, des Atom- und Kohleausstiegs und des Merit-Order-Effektes des EE-Ausbaus auf die Großhandelspreise. Der Bezugspreis im Großhandel orientiert sich an den zu deckenden Grenzgestehungskosten des Grenzkraftwerks, also des Kraftwerks, das als Letztes noch benötigt wird, um den aktuellen Strombedarf zu decken. Durch die mittlerweile stark gestiegenen Zertifikatepreise (vgl. Abb. 2.1) kommt es hier zu einem Anstieg in den Grenzgestehungskosten und damit des Herstellungspreises. Das Ausmaß hängt allerdings vom spezifischen Emissionsfaktor des Grenzkraftwerks ab, der wiederum vom eingesetzten Brennstoff und vom Wirkungsgrad determiniert wird. Auch das bisherige Abschalten von KWKs und Braunkohlekraftwerken erhöht die Großhandelspreise, da aufgrund des Angebotsrückgangs das benötigte Grenzkraftwerk in der Merit-Order weiter hinten steht und höhere Grenzkosten aufweist. Überlagert werden diese preiserhöhenden Impulse durch den Merit-Order-Effekt infolge des Ausbaus der EE. Der EE-Ausbau führt für sich genommen zu einer Angebotsausweitung am Markt, wodurch das benötigte Grenzkraftwerk mit preisentlastender Wirkung weiter vorne in der Merit-Order liegt.

Für das Jahr 2022 steht bezogen auf die Strompreisbelastung darüber hinaus ein entlastender Umschichtungseffekt an (vgl. Kap. 2.1.3). Die EEG-Umlage wurde zunächst – finanziert über den EKF – deutlich von 6,50 Ct/kWh auf 3,72 Ct/kWh zurückgeführt. Im Zuge des Entlastungspaktes wird die EEG-Umlage ab Mitte des Jahres dann sogar endgültig abgeschafft. Die mit den Einnahmen aus der Umlage organisierten Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber wird ab dann komplett über den EKF finanziert, der sich regelmäßig aus den Einnahmen des Zertifikatehandels und der CO₂-Steuer speist.

4.7.3 Bisherige Benzin- und Gaspreisbelastung

Mit Beginn des Jahres 2021 werden über das BEHG CO₂-Steuern auf die im Verkehrssektor und beim Heizen eingesetzten Brennstoffe Mineralöl und Erdgas erhoben (vgl. Kap. 2.1.2). Der Steuersatz wird dabei bis zum Jahr 2025 kontinuierlich gesteigert. Dadurch erhöht sich die Belastung für Mobilität und das Heizen sowohl in den privaten Haushalten als auch in den Unternehmen. Wie sehr einzelne Wirtschaftseinheiten davon betroffen sind, hängt vom individuellen Bedarf ab.

Tab. 2.1 auf S. 47 zeigt die monatliche Belastungswirkung beispielhaft für eine Mustereinheit. Je 10.000 km Fahrleistung im Jahr erhöhte sich die Benzinpreisrechnung im Jahr 2021 durch die CO₂-Steuer um knapp 3 EUR im Monat. Diese Belastung soll kontinuierlich bis etwa 8 EUR/Mon anziehen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Pendlerpauschale von 2021 bis 2026 ab dem 21. Kilometer von 30 Ct/km auf 35 Ct/km ansteigt. Bei 200 Arbeitstagen im Jahr erhöht sich je 10 km Fahrtweg über einer Strecke von 20 km der Abzugsbetrag vom zu versteuernden Einkommen um 100 EUR/a. Bei einem Grenzteuersatz von 30 % führt dies zu einer monatlichen Entlastung von 2,50 EUR.

Deutlich stärkere Wirkung entfaltete mit Blick auf das Autofahren der im Zuge der Ökosteuerreform beschlossene Anstieg der Mineralölsteuer. Er bewirkt je 10.000 km Jahresfahrleistung weitere monatliche Zusatzkosten von knapp 8 EUR. Allerdings ist – wie bei der Stromsteuer – gegenzurechnen, dass die Einnahmen der Ökosteuer in entlastender Form teilweise zur Senkung der Rentenversicherungsbeiträge eingesetzt werden.

¹⁸⁴Küchler/Horst (2012). Die Daten dort sind zwar nicht mehr aktuell, als grobe Hausnummer reichen sie aber sicherlich immer noch, um einen Eindruck von der relativierenden Wirkung zu erhalten.

¹⁸⁵Vgl. Bontrup/Marquardt, ...

Weitaus stärker schlägt die CO₂-Steuer auf das Heizen durch. Bei einem Erdgasverbrauch von 20.000 kWh/a, großzügig veranschlagt für einen drei bis vier Personenhaushalt, in dem das Wasser über die Heizung aufgewärmt wird und mit geringer Wärmedämmung, erhöht sich die monatliche Gasrechnung im Jahr 2021 um zunächst gut 9 EUR/Mon. und im Jahr 2026 um knapp 24 EUR/Mon..

Diese Grobkalkulation lässt sich unter Zugrundelegung der individuell sicherlich höheren Verbräuche auf die Unternehmensbelastung hochrechnen. Allerdings gilt es auch hierbei, Ausnahmen zu berücksichtigen. So erhalten ca. 1.500 Unternehmen eine Kompensation von etwa 65 % bis 95 % nach einem Selbstbehaltabzug und unter der Auflage, einen Teil der Kompensation in Klimaschutzmaßnahmen zu reinvestieren.

4.7.4 Bewertung der Belastung durch die CO₂-Steuer

Ein Haushalt mit 20.000 km Jahresfahrleistung, 30 km Fahrtweg zum Arbeitsplatz und einem Grenzsteuersatz von 30 % sowie 20.000 kWh/a beim Erdgas- und 3.500 kWh/a beim Stromverbrauch wurde im Jahr 2021 monatlich sehr grob gerechnet mit rund 60 EUR (inklusive Mineralölsteuer) belastet (vgl. Tab. 4.6). Auf das Jahr hochgerechnet sind das etwa 720 EUR. Bis zum Jahr 2026 wird die Belastung auf etwa 82 EUR/Mon. (bzw. etwa 984 EUR im Jahr) ansteigen. Unterstellt wurde dabei allerdings, dass sich die Strompreisbelastung bis dahin nicht gegenüber 2021 ändert. Der Wegfall der EEG-Umlage wird in dieser Komponente eine erhebliche Entlastung bewirken.

	Benzin- kosten	Pendler- pauschale	Erdgas- kosten	Strom- ausgaben	Summe
	€/Mon				
2021	21,28	-2,5	9,17	32,00	59,94
2026	28,39	-2,5	23,83	32,00	81,72

Quelle: Eigene Berechnungen.

Obere Preisgrenze für 2026 unterstellt; bei 20.000 km/a und Durchschnittsverbrauch von 6 l/100 km, Erdgasverbrauch von 20.000 kWh/a, Stromverbrauch 3.500 kWh/a, 30 km Fahrtweg zum Arbeitsplatz und 30 % Grenzsteuersatz

Tab. 4.6: Monatliche Energiewendebelastung eines Musterhaushaltes durch die CO₂-Steuer

Nicht berücksichtigt wurden in der Strombelastungsberechnung die sich teils in unterschiedlicher Richtung überlagernden Merit-Order- und Zertifikatepreiseffekte sowie die Tatsache, dass Mehreinnahmen aus der CO₂-Steuer zur Entlastung der EEG-Umlage eingesetzt werden sollen. Auch die weitergewälzten, energiewendebedingten Netzausbaukosten und Aufwendungen für das Lastenmanagement sind außen vor geblieben. Zwar dürfte dieser Posten in dem Umfang, in dem er von der Energiewende geprägt ist, bisher eher gering gewesen sein. Aber auch hier droht ein deutlicher Anstieg in Zukunft.

Zudem fehlt in der Betrachtung insbesondere auch die preiserhöhende Wirkung, wenn Industrieunternehmen aufgrund des Emissionshandels den Kostenanstieg auf ihre Absatzpreise weiterwälzen. Dabei ist für Haushalte nicht nur der unmittelbare Preiseffekt von Relevanz, sondern auch wenn im aufeinander aufbauenden Wertschöpfungsprozess Zuliefererpreiserhöhungen bis in die Endpreise von Konsumgütern weitergereicht werden.

Ungeachtet der zahlreichen Annahmen und Vernachlässigung einzelner Positionen zeigt die Grobkalkulation aber, dass sich die Belastung allein durch die Energiewende¹⁸⁶ für private Haushalte aus der mittleren, insbesondere aber aus der oberen Einkommenssicht in noch überschaubaren Grenzen hält. Für Geringverdiener ist aber bereits jetzt die Grenze der Belastbarkeit überschritten, so dass hier dringender sozialpolitischer Handlungsbedarf besteht. Ergänzend ist zu bedenken, dass der zur Daseinsvorsorge zählende Energiebezug aufgrund der erhöhten Energieträgerpreise – unabhängig von der Energiewende – zusätzlich deutlich gestiegen ist.

Angesichts der Tatsache, dass die größten Anstrengungen der Energiewende noch bevorstehen, wird sich diese Problematik in den nächsten Jahren deutlich akzentuieren, wobei davon auszugehen ist, dass auch die Bezieher mittlerer Einkommen zunehmend an Belastungsgrenzen stoßen werden.

¹⁸⁶Zur Erinnerung: Es geht hier nur um die Energiewendebelastungen, nicht um die Belastung aufgrund der aktuell die Preisentwicklung überlagernden belastenden Schocks (s.o.).

Mit Blick auf die Unternehmensbelastung ist ein pauschales Urteil nicht möglich. Je nach Energieverbrauch, Weiterwälzungsmöglichkeit von Kosten auf die Verbraucher und dem Zugang zu teilweise sehr weit reichenden Ausnahmeregelungen, die als Zugeständnis an das Argument des Carbon- bzw. Green-Electricity-Leakages gegeben wurden, ergeben sich hier überaus unterschiedliche individuelle Zusatzbelastungen.

Neben den unmittelbaren Kosteneffekten sind volkswirtschaftlich aber noch weitere, ebenfalls gewichtige Belastungen zu berücksichtigen. Die Energiewende wird zwangsläufig mit einem Strukturwandelprozess in der gesamtwirtschaftlichen Produktion einhergehen. Dabei wird es Verlierer- und Gewinnerbranchen geben. Zum einen kann es dabei zu einer allgemeinen Positionsverschlechterung deutscher Unternehmen im internationalen Wettbewerb kommen, so dass deutsche Unternehmen insgesamt Wertschöpfung ans Ausland verlieren (vgl. dazu Kap. 4.8).

Abgesehen davon ergeben sich aber zum anderen auch Verschiebungen in der nationalen Wertschöpfungsstruktur. Zu den Profiteuren werden all die Branchen zählen, die hierzulande unmittelbar Energiewendegüter, wie EE-Anlagen, Energie-Speicher oder Netzinfrastruktur produzieren sowie deren Zulieferer. Auf der Gewinnerseite werden auch Branchen stehen, die Dienstleistungen im Zusammenhang mit der neuen Energieinfrastruktur anbieten, zum Beispiel Wasserstoffimporteure, Energiesparberatungen, EE-Anlagenplanung usw. Daneben wird es Verliererbranchen geben. Hierzu zählen vor allem die Bereiche der konventionellen fossilen Energieerzeugung, wie etwa Kohlekraftwerksbetreiber¹⁸⁷ oder die Tagebaubetriebe, und – sofern sie ihre bisherige Marktposition nicht durch einen schleunigen Umstieg auf alternative Antriebe verteidigen können – die Hersteller von Verbrennerfahrzeugen sowie vor allem auch deren Zulieferer. Betroffen wären hier nicht nur die Unternehmenseigentümer, sondern durch Arbeitsplatzverlust insbesondere auch die Beschäftigten und ihre Angehörigen.

Selbst wenn in diesem Kontext die Studie von BCP (2018) bis zum Jahr 2050 prognostiziert, dass die Energiewende unterm Strich mehr Arbeitsplätze in Deutschland schafft als verdrängt, bleibt das Problem der Arbeitslosigkeit bestehen. Denn diejenigen, die aufgrund ihrer spezifischen Qualifikation, ihres Alters ihrer sozialen regionalen Einbindung den Wechsel in neue Zukunftsbranchen nicht schaffen, werden wie in den zurückliegenden Strukturwandelprozessen in Deutschland die Verlierer der Energiewende bleiben.

4.8 Regionale Lastenverteilung

4.8.1 Internationale Lastenverteilung

Auch auf der regionalen Ebene werden sich im Zuge der Energiewende Verteilungskonflikte einstellen. Das betrifft zunächst die internationale Dimension. Hier ist ein zentrales Problem die Lastenverteilung zwischen den Entwicklungs- und Schwellenländern auf der einen Seite und den Industrieländern auf der anderen Seite. Sowohl nach dem Verursacher- als auch nach dem Tragfähigkeitsprinzip stehen vor allem die Industrieländer in der Pflicht, die Energiewendelasten zu tragen und die schwächeren Länder in ihren Bemühungen finanziell zu unterstützen.

Angesichts der globalen Wirkung von Emissionen ist es dabei mit Blick auf das Klima zudem grundsätzlich egal, wo weltweit eine bestimmte Menge an Emissionen eingespart wird. Aus ökonomischer Sicht bietet es sich daher an, die Emissionen prioritär zunächst dort einzusparen, wo es mit dem geringsten Aufwand gelingt. Dies sollte die Möglichkeit beinhalten, Energiewendeinvestitionen statt im Inland dann im Ausland vorzunehmen und staatlich zu fördern, wenn Sie dort eine höhere Effizienz aufweisen.

In dem Kontext ist insbesondere auch die Wasserstoffthematik von großer Bedeutung. Grüner Wasserstoff wird im Zuge der Transformation eine wichtige Rolle als Energiespeicher spielen und sollte aus Effizienzgründen verstärkt in sonnenreichen Gebieten mit viel Platz und Nähe zu Wasser hergestellt werden und dann über Pipelines oder Schiffe in die Verbrauchsregionen, wie Deutschland, importiert werden. Als Produktionsregionen bieten sich dabei insbesondere Länder Afrikas an. Die in vielen Machbarkeitsstudien vorhergesagte Importnotwendigkeit von grünem Wasserstoff ginge dann zwar einher mit einer Lieferabhängigkeit. Bei entsprechender Diversifikation der Bezugsquellen würde gegenüber der heutigen, teils recht einseitigen Energieabhängigkeit vom Ausland aber eher eine Verbesserung eintreten. Darüber hinaus ergäbe sich eine Win-win-Konstellation. Entwicklungs- und Schwellenländer hätten neue wirtschaftlich zukunftsträchtige Betätigungsfelder, sie könnten so materiell profitieren, wodurch wiederum der Migrationsdruck nachlasse. Industrieländern hingegen würden die Unabhängigkeitseinbußen mit Kosteneinsparungen vergolten werden.

¹⁸⁷Hier gibt es schon einen großen Verlierer, die Steag aus Essen. Der wirtschaftlich notleidende Konzern und viele Jahre Deutschlands größter Produzent von Strom aus Steinkohle wird in zwei Teilkonzerne zerschlagen. In einen „grünen Teilkonzern“, zuständig für EE und einen „schwarzen Teilkonzern“, weiter zuständig für den Kohlebereich. Für beide Teilkonzerne sucht man dann ab 2023 Investoren. Wo diese leidvolle Geschichte der Steag dann enden wird, ist klar. Die Beschäftigten des „schwarzen Teilkonzerns“ werden über kurz und lang ihre Arbeit verlieren. Zur Entwicklung des Steag-Konzern bis zum Aufkauf durch sieben Ruhrgebietsstadtwerke im Jahr 2012 zu insgesamt 1,2 Mrd. EUR; vgl. Bontrup/Marquardt (2012b). Darin wurde den Kommunalparlamenten und beteiligten Stadtwerken damals schon von dem Kauf abgeraten. Der nun geplante Ausstieg der Stadtwerke bzw. der Verkauf ihrer Anteile dürfte sich als sehr kostspielig erweisen.

Eine weitere Lastenverteilungsproblematik resultiert auf der internationalen Ebene durch das Trittbrettfahrerproblem. Wenn einzelne Länder sich in der Hoffnung, von den Bemühungen der anderen ausreichend zu profitieren, aus dem Klimaschutz zurückhalten, verschaffen Sie ihren eigenen Unternehmen einen künstlichen Vorteil in der internationalen Wettbewerbsfähigkeit. Angesichts der Vorgabe des Bundesverfassungsgerichts, ein eventueller Attentismus in anderen Ländern dürfe hierzulande nicht zu nachlassenden Bemühungen im Klimaschutz führen, würde dies Wettbewerbsnachteile für deutsche Unternehmen bedeuten, die zu einem Carbon-Leakage-Problem führen könnten: Die Produktionsanteile verlagern sich ins weniger ambitionierte Ausland, ohne dass es weltweit zu einer Emissionsreduktion kommt. Hierzulande gehen Wertschöpfung und Arbeitsplätze verloren.

In ähnlicher Form zeichnet sich möglicherweise eine Wettbewerbsverschiebung innerhalb der EU mit Blick auf die Rolle der Atomverstromung ab. Zur Nachhaltigkeit in der Energieversorgung zählt bislang nach deutscher Auffassung – insbesondere mit Blick auf die ungeklärte Endlagerung – auch der Atomausstieg. In anderen Ländern, u.a. in Frankreich, zeichnet sich hier möglicherweise eine Renaissance der Kernkraft ab. Sollten die Vorhaben tatsächlich umgesetzt werden, ist zu erwarten, dass angesichts geradezu explodierender Baukosten der Staat als Investor einspringen wird. Die Sozialisierung der Bau- und Endlagerkosten bei gleichzeitig geringen variablen Gestehungskosten könnte dann den stromabnehmenden Unternehmen in diesen Ländern ebenfalls Wettbewerbsvorteile verschaffen.

Derartige Konflikte können nur durch verstärkte internationale Kooperation und nicht durch nationale Alleingänge gelöst werden. Innerhalb der EU ist daher u.a. eine Vereinheitlichung der CO₂-Besteuerung, aber auch ein besser aufeinander abgestimmtes Aussteuern der Behandlung der Atomenergie erforderlich. Gegenüber Drittländern sollte die EU an einem Strang ziehen und die Kooperationsbemühungen zur Vermeidung des Trittbrettfahrerproblems intensivieren. Bei fehlender Kooperationsbereitschaft des Auslands bieten sich mit Blick auf die Wettbewerbsfähigkeit Kompensationslösungen an. Das bisherige Vorgehen, zur Vermeidung eines Carbon-Leakages den Unternehmen Ausnahmen zu gewähren, ist dabei langfristig nicht zielführend, da die Emissionen ja bis 2045 grundsätzlich – und damit auch von den bis dato geschützten Unternehmen – zu vermeiden sind.

Anstelle dessen bietet sich zum einen die von der EU-Kommission geplante Erhebung eines Carbon Border Adjustment Mechanism (einer Grenzausgleichssteuer) ab 2023 an. Sie soll die Stahl-, Zement-, Aluminium- und Düngemittelhersteller in der EU beim Warenimport aus Drittländern schützen, in dem der durch unterschiedliche Klimaschutzanstrengungen entstandene Kostenvorteil ausländischer Produkte durch Zölle kompensiert wird.

Allerdings ergeben sich dabei gleich auf mehreren Ebenen Folgeprobleme: Erstens ist fraglich, ob die Maßnahme mit den Regeln der WTO konform ist. Zweitens könnten von der Steuer Länder auf Druck ihrer betroffenen Unternehmen zu Retorsionsmaßnahmen greifen. Drittens werden nur Importe von der Steuer in Lasten kompensierender Form geschützt, nicht aber die Exporte. Darüber hinaus dürfte viertens das objektive Quantifizieren der zulässigen Ausgleichsbeträge in der Praxis nur sehr schwer umzusetzen sein und es müsste möglicherweise regelmäßig angepasst werden. Aufgrund dieser Umsetzungsprobleme drohen fünftens langwierige Rechtsstreitigkeiten auch vor der WTO mit der Folge von eingeschränkter Planungssicherheit bei hiesigen Unternehmen. Als das größte Problem könnte sich aber sechstens die Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit ungeschützter Branchen erweisen, 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 hin.¹⁸⁸ 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.

Eine weitere, derzeit auch von der Bundesregierung verfolgte Idee zum Wettbewerbsschutz besteht in der Bereitstellung von Klimaschutzverträgen (auch Differenzverträge bzw. Carbon Contracts for Difference genannt; vgl. auch Kap. 2.2.2). Hier verpflichtet sich der Staat, die Mehrkosten der Investitionen in klimaneutrale Technologien und deren Mehrkosten im laufenden Betriebs gegenüber traditionellen Technologien zu übernehmen. Sobald sich die in Zukunft die neuen Technologien aufgrund der bis dahin gestiegenen fossilen Energieträger- und Zertifikatepreise amortisieren, sollen die Kostenersparnisse zur Rückzahlung der staatlichen Unterstützung eingesetzt werden. Auch hier dürfte die Problematik im Detail liegen. Zu klären ist: welche beihilferechtlichen Einschränkungen gibt es, welche Branchen sollen einbezogen werden, wie wird eine lediglich profitsteigernde Überförderung verhindert, wie wird die Tilgung sichergestellt?

¹⁸⁸Vgl. Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung (2022).

4.8.2 Nationale Lastenverteilung

Regionale Verteilungskonflikte sind auch auf nationaler Ebene zu erwarten. Die Energietransformation stellt einen der größten Strukturwandelprozesse unserer Gesellschaft dar und geht selbstverständlich mit dem Herausbilden von Verlierer- und Gewinnerbranchen einher. Von den Verschiebungen in den Wertschöpfungsstrukturen – das zeigen die zurückliegenden Strukturwandelprozesse – sind üblicherweise die Regionen in Deutschland wegen der Branchenkonzentration im Verlierer-sektor ebenfalls sehr unterschiedlich betroffen.

Regionen, in denen sich Verlierer-Branchen, wie die Braukohleverstromung, niedergelassen haben, droht ein eigendynamischer Einbruch der Wirtschaftskraft. Neben den unmittelbar betroffenen Branchen, werden auch deren zumeist in der Nähe ihrer Hauptabnehmer angesiedelten Zulieferer (Braunkohletagebau, Fördermaschinenproduzenten usw.) in Mitleidenschaft gezogen. Es wird dort zu regionaler Arbeitslosigkeit kommen, die wiederum die Massenkaukraft vor Ort schmälert und damit den regionalen Einzelhandel beeinträchtigt. Der Wertschöpfungseinbruch verringert die Gewerbesteuereinnahmen, so dass ein allmählicher Verfall der kommunalen Infrastruktur zu befürchten ist. Regionen, die sich in dieser Abwärtsspirale befinden, dürften es umso schwerer fallen, attraktive Rahmenbedingungen für die Neuansiedlung von Zukunftsunternehmen zu bieten. Um hier den „freien Fall“ zu verhindern, bedarf es umfangreicher Strukturwandelhilfen aus dem Bundeshaushalt. Aus den Empfehlungen der Kohlekommission sind solche Hilfen bereits in Gang gesetzt worden. Sie sollen aber nur die Folgen des ursprünglich auch erst ab 2038 terminierten Kohleausstiegs abfedern. Die angestrebte Transformation geht aber weit darüber hinaus.

5 Politische Schlussfolgerungen

Die Bundesregierung steht in der Energie- und Klimapolitik unter einem deutlichen erhöhten Handlungsdruck. Er ergibt sich aus dem klaren Auftrag des Bundesverfassungsgerichts, in der Energiewende dem Klimaschutz Vorrang einzuräumen; und zwar unabhängig davon, ob andere Länder dabei gleichermaßen mitwirken. Zurückgeführt wird der Auftrag auf die gesellschaftliche Verantwortung gegenüber der jungen und der zukünftigen Generation.

Dazu muss die Politik gegenüber ihren bisherigen Ansprüchen weitaus ambitionierter sein; und zwar nicht nur „in Wort“, sondern vor allem auch „in der Tat“. Reine Lippenbekenntnisse zu in weiter Ferne liegenden Zielen und Zwischenzielen reichen nicht mehr aus. Es bedarf einer kleinschrittigen Meilensteinplanung, in der auch die kurzfristige Perspektive eingebunden wird und die eben nicht mehr nur auf das Zieljahr der Klimaneutralität fokussiert, sondern dabei auch den Zielpfad dahin so gestaltet, dass das Restbudget nicht überschritten wird. Ergänzend ist ein konsequentes Monitoring erforderlich, bei dem für den Fall von Zielpfadabweichungen politische Verantwortungen möglichst klar zugewiesen sind. Ansonsten drohen unnötige Zeitverluste im politischen Diskussionsprozess.

In diesem Kontext stellt der sich andeutende Strategiewechsel im Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung einen Rückschritt dar. Statt der sektorscharfen jährlichen Pfadvorgabe in Verbindung mit der Zuweisung von ministerieller Verantwortung für die jeweilige CO₂-Minderung bis 2030 soll nunmehr nur eine sektorübergreifende, mittelfristige Evaluation stattfinden. Dieser Wechsel öffnet die Strategie zwar für mehr kosteneffiziente Flexibilität. Zugleich besteht dann aber wieder – wie allzu oft in der Vergangenheit – bei Pfadabweichungen die Gefahr des Handlungsverzugs angesichts ungeklärter Zuständigkeiten und des Abwartens in Hoffnung auf eine mittelfristige Besserung.

Die technische Umsetzung der erforderlichen Energie- und Klimapolitik erscheint zwar im Prinzip machbar, erweist sich jedoch als ausgesprochen ehrgeizig und wird – aus heutiger Sicht – an zahlreichen Stellen gesellschaftliche Zugeständnisse verlangen:

- Bis zum Abschluss des Transformationsprozesses besteht die Gefahr temporärer Versorgungsengpässe.
 - Um diese Gefahr zu verringern, bedarf es vorübergehend Brückentechnologien, die im Fall von „Dunkelflaute-Phasen“ zuverlässig durch ein schnelles Rauf- und Runterfahren Versorgungslücken abpuffern können. Dazu zählen Erdgaskraftwerke im H₂-ready-Format und/oder Biogasanlagen. Die Hoffnung der alten Bundesregierung, der Energy-Only-Market werde die Bereitstellung dieser Kraftwerke schon garantieren,¹⁸⁹ erweist sich mittlerweile immer mehr als naiv. Erforderlich ist – auch angesichts des Zeitdrucks – eine Ergänzung der Marktanreize durch Kapazitätsmärkte.
 - Hilfreich ist neben einem optimierten Lastenverschiebungsmanagement auch ein Ausbau der Grenzkuppelstellen. Allerdings dürften einem Ausweichen auf Stromkapazitäten aus dem benachbarten Ausland enge Grenzen gesetzt sein. Soll die Lücke durch EE-Strom kompensiert werden, besteht das Problem des oftmals zeitgleichen Auftretens von Dunkelflaute-Phasen auch im Ausland. Soll sie in der Übergangszeit durch konventionelle Auslandskraftwerke beseitigt werden, wäre es klimapolitisch kaum zu rechtfertigen, dass Deutschland aus der Atom- und Kohleverstromung aussteigt, als Notnagel dann aber in den Nachbarländern auf eben diese Kapazitäten zurückgreift.
 - Darüber hinaus ist ein deutlich beschleunigter Ausbau der EE-Kapazitäten (auch vor dem Hintergrund, dass immer mehr EE-Altanlagen zu ersetzen sein werden) und vor allem auch der Speicherkapazitäten unabdingbar.
- Beim Ausbau der benötigten Infrastruktur muss wesentlich mehr Dynamik zustande kommen. Genehmigungsverfahren müssen beschleunigt werden. Widerstände der Bevölkerung gilt es, teilweise über eine verstärkte finanzielle Beteiligung Betroffener, teilweise über raschere Entscheidungsverfahren, schneller zu überwinden. Darüber hinaus müssen Betreiber bedingte Verzögerungen beim Ausbau (zum Beispiel im Netzausbau¹⁹⁰) über ein System aus incentives/disincentives reduziert werden.
- Die Hoffnung in der Energieversorgung wegen des Wegfalls benötigter Kohle-, Erdgas und Uranlieferungen unabhängiger vom Ausland zu werden, erweist sich zunehmend als unbegründet. Deutschland wird stattdessen über den Speicherbedarf in zunehmendem Maße von Wasserstoff-, Kobalt- und Lithiumimporten abhängig werden. Eventuell erweist sich diese neue Abhängigkeit aber als weniger problematisch als zuvor, da dann eine größere Bezugsquellen- diversifikation möglich ist. Obendrein wäre unter Berücksichtigung von Effizienzvorteilen sogar gezielt das Anstreben einer neuen globalen Arbeitsteilung erwägenswert, bei der Wasserstoff in Schwellen- und Entwicklungsländern Afrikas hergestellt wird. Bei ausreichender Diversifikation der Lieferketten könnte in einer Win-Win-Konstellation dann in diesen Ländern der wirtschaftliche Wohlstand gestärkt und so eine wichtige Ursache von internationalen Migrationsbewegungen abgebaut werden.

¹⁸⁹Vgl. Marquardt (2019b).

¹⁹⁰Vgl. Marquardt (2019c).

Auch die Bewältigung der sozioökonomischen Herausforderungen der Energiewende erweist sich als überaus problematisch:

- Im Mittelpunkt steht hier aber weniger der erforderliche Investitionsbedarf. Die deutsche Volkswirtschaft ist stark genug, diese Mittel aufzubringen, obwohl auch aufgrund der Versäumnisse in der Vergangenheit an vielen anderen Stellen strukturelle Herausforderungen zu bewältigen sind.
 - Das gilt insbesondere auch unter Gegenrechnen verminderter Energieträgerkosten im transformierten Versorgungssystem.
 - Darüber hinaus wäre das Hinnehmen der Klimawandelfolgen langfristig weitaus kostspieliger. Unter Berücksichtigung der Kreislaufzusammenhänge, wonach die erhöhten Ausgaben des einen in der Volkswirtschaft nicht versickern, sondern zu erhöhten Einnahmen eines anderen führen, lässt sich gestützt auf die Studie von BCP (2018) sogar die Hoffnung begründen, dass am Ende des Prozesses gesamtwirtschaftlich eine „schwarze Null“ mit leicht erhöhtem BIP steht.
 - Wichtigste Voraussetzung dafür ist aber, dass Deutschland und die EU die Bekämpfung des Klimawandels nicht im Alleingang angehen, sondern dass die wichtigsten THG-Emittenten weltweit ähnlich ambitioniert mitziehen. Ansonsten scheiterte der Versuch, den Klimawandel abzubremesen, und die Investitionen erwiesen sich als zum Großteil überflüssig. Darüber hinaus würden Deutschland und die EU im internationalen Wettbewerb erhebliche Positionverschlechterungen mit spürbaren Nachteilen in der Entwicklung des BIP hinnehmen müssen. Insofern gilt es, mit vehementem politischem Nachdruck internationales „Trittbrettfahrtum“ zu verhindern. Dies wird umso besser gelingen, je eher die EU-Staaten hier an einem Strang ziehen.
- Ohnehin stellt die Lastenverteilung das zentrale Problem dar. Mit Blick auf die inter-generativen Lastenverteilung gilt:
 - Ein Großteil der für die Investitionen erforderlichen Finanzmittel ließe sich durch eine Abkehr von der deutschen Exportstrategie mobilisieren. Die Mittel werden dann nicht mehr dem Ausland zur Verfügung gestellt, um unsere Exportüberschüsse finanzieren zu können, sondern sie flößen in die Binnennachfrage nach Energiewendeinvestitionen. Die Phase der deutschen Exportüberschüsse wäre dann allerdings abgelaufen. Holistisch betrachtet wäre dies kein Grund zum Bedauern. Außenwirtschaftlich ließen sich so viele Spannungen – inklusive des Aufbaus einer kontinuierlichen Auslandsverschuldung – verhindern. Binnenwirtschaftlich wäre allerdings eine nicht leichte Umstrukturierung der Produktion weg vom Export hin zur Produktion von inländisch benötigten Investitionsgütern notwendig. Dazu müsste es insbesondere im Industriesektor zu einer großangelegten Transformationspolitik kommen; nicht nur im Automobilbereich.
 - Alternativ oder ergänzend wäre ein Neuausrichtung der deutschen Exportstrategie nicht nur denkbar, sondern angesichts der Globalität der Klimaproblematik, der Effizienzüberlegenheit und der Nachhaltigkeit unseres Erachtens sogar erstrebenswert (vgl. Kap. 4.5): Mit u.a. deutschem Finanzkapital wird in sonnenreichen Schwellen- und Entwicklungsländern flankiert von (u.a. deutschen) Sachkapitalexporten eine Infrastruktur aufgebaut, um vor Ort mit Hilfe EE Strom und Wasserstoff zu erzeugen. Überschüssiger Wasserstoff wird anschließend auch nach Deutschland als Flüssiggas oder via Pipelines transportiert, um hier Versorgungsengpässe zu bewältigen. Die Schwellen- und Entwicklungsländer gewinnen so eine neue Wohlstandsquelle. Nicht nur Armuts- und Migrationsprobleme ließen sich so lösen, sondern mit den Einnahmen aus Wasserstoffexporten könnten sie allmählich auch den ursprünglichen Kapitalzufluss refinanzieren. Überdies würden sie die Importerlöse erst in die Lage versetzen, selbst von der sich abzeichnenden Intensivierung der fossilen Energienutzung Abstand zu nehmen und stattdessen auch auf EE zu setzen. Deutschland würde von einer unterm Strich günstigeren Energieversorgung als in einem autarken Szenario und einem deutlich geringeren Flächenverbrauch für den Aufbau einer rein nationalen EE-Infrastruktur profitieren. Das derzeit wegen des Ukrainekriegs im öffentlichen Fokus stehende Streben nach Unabhängigkeit ließe sich durch Bezugsquellen diversifikation verwirklichen. Deutschlands Unabhängigkeit ist derzeit weniger deshalb eingeschränkt, weil wir Gas aus dem Ausland beziehen, sondern weil wir es vorrangig aus einem einzigen Land, aus Russland, erhalten.

- Sobald Investitionsmittel für die Energiewende über den Staat durch Einnahmenerhöhung mobilisiert werden sollen, bietet sich zumindest partiell auch eine Schuldenfinanzierung an.¹⁹¹ Zwar wären auch dabei – wie bei einer Steuerfinanzierung – Einschränkungen der aktuellen Generation im Konsum nötig. Die Finanzierung und damit auch die nötige Konsumzurückhaltung würden bei einer Verschuldungslösung aber primär durch die Einkommensstarken bewerkstelligt werden müssen. Die konsumtiven Einschränkungen würden sich dann nach dem Kriterium der Belastbarkeit verteilen und Einkommensschwache schonen. Die wohlhabenden Financiers hingegen würden über attraktive Zinsen entschädigt werden und hätten dann übrigens auch wieder eine interessante sichere Kapitalanlagemöglichkeit. Ganzheitlich betrachtet ist in dem inter-generativen Kontext das Gegenargument der Erblast für Zukunftsgenerationen nicht haltbar. Der vererbten Schulden stünden ja in gleichen Gegenwert vererbte Staatsanleihen gegenüber.
- Idealerweise sollte sich die Politik bei der Schuldenfinanzierung der Energiewende vom selbst auferlegten Korsett der selbst in der Mainstream-Ökonomen-Zunft immer umstritteneren Schuldenbremse befreien. Investitionen des Staates rentieren sich gesellschaftlich, wenn sie eine Rendite aufweisen, die über dem Zinssatz von Staatsanleihen liegt, der sich wiederum stets am unteren Rand aller Zinssätze bewegt. Sich dieser Möglichkeit zu verschließen, macht keinen Sinn, zumal daraus die Gefahr der Unterinvestition zu Lasten zukünftiger Generationen resultiert. Pragmatismus statt Dogmatismus ist an dieser Stelle gefordert. In dem Sinne ist der neue Finanzminister Christian Lindner (FDP) zwar bereits über seinen Schatten gesprungen, indem er vom Parlament bewilligte, aber nicht abgegrufene Corona-Mittel im Wert von 60 Mrd. EUR in den EKF umgeschichtet hat (vgl. Kap. 2.3.2). Abgesehen davon, dass diese Maßnahme nach Einschätzung des Bundesrechnungshofes erfassungsrechtlich bedenklich ist, wäre es ehrlicher, von vornherein und offensiv durch Abschaffen der Schuldenbremse eine erhöhte Staatsverschuldung für die Energiewende zuzulassen.
- In der intra-generativen Lastenverteilung gilt es, weitere Schwierigkeiten zu lösen:
 - Die bisherige Energiewende-Belastung privater Haushalte erscheint sowohl für die mittleren und erst recht für die obere Einkommensschicht als verkraftbar. Wohlgemerkt, es geht bei dieser Aussage nur um die Belastung durch die Energiewende, nicht um die hier nicht untersuchten aktuell hinzukommenden Sonderlasten als Folge der Coronakrise und des Ukrainekriegs. Problematisch ist die Energiewendebelastung schon jetzt für die Bezieher niedriger Einkommen. Rund 300.000 Strom- und 40.000 Gassperren sind gesellschaftspolitisch nicht akzeptabel. Die politisch aufgesetzten Entlastungspakete erweisen sich hier als halbherzig und ungeeignet, die Problematik dauerhaft zu lösen. Stattdessen bedarf es einer spürbaren Umverteilung zu Gunsten der Einkommensschwachen. Dies kann zum einen von Seiten des Staates entweder über staatlich verordnete Ausnahmen bei den Belastungen oder über zusätzliche Transferleistungen erfolgen. Zum anderen könnte eine offensivere Tarifpolitik zu verbesserten Bruttoeinkommen bei den Geringverdienern führen. Dies müsste aber im Rahmen der tariflichen Primärverteilung erfolgen, wozu die Gewerkschaften auf Grund ihrer heutigen Schwäche nicht in der Lage sind. Ohne staatliche Eingriffe, die zumindest für eine verteilungsneutrale Tarifpolitik im Rahmen der Produktivitäts- und Inflationsraten sorgt, und damit bei den Einkommenszuwächsen die gesamtwirtschaftliche Lohnquote stabilisiert, wird das nicht gelingen. Damit sind aber noch nicht die absoluten Arbeitsentgelte verbessert. Hier wird auch ein gesetzlicher Mindestlohn von 12 EUR nicht viel Substanzielles verändern. Dies auch vor dem Hintergrund einer später einigermaßen abgesicherten Rente.
 - Kommt es hier angesichts der beabsichtigten Beschleunigung der Energiewende nicht zu nachhaltigen Primär-Einkommenserhöhungen bei den unteren Einkommensschichten, so wird die Energiewende schlicht scheitern. Und sie funktioniert gar nicht, wenn der Staat nicht mindestens durch Transferzahlungen an die Einkommensschwachen deren preislichen Belastungen aus der Energiewende kompensiert. Gelingt dies nicht, wird die Energiewende auf kurz oder lang zu einem sozialpolitischen Sprengsatz.
 - Die finanziellen Mittel dafür kann sich der Staat aus einer erhöhten Staatsverschuldung und/oder einer höheren Besteuerung der hohen Einkommen und insbesondere aus einer Besteuerung der noch höher und konzentrierten Vermögensbestände verschaffen. Geht man davon aus, dass das Vermögen an die nächsten Generationen vererbt wird, so sollte mit der Wiedereinführung der 1997 ausgesetzten Vermögenssteuer eine inter-generative gerechte Lastenverteilung der Klimakosten in Deutschland vorgenommen werden. Technisch einfacher umzusetzen wäre hier auch die Möglichkeit einer drastischen Erhöhung der Erbschaftsteuer. „In Deutschland werden jährlich 250 bis 300 Milliarden Euro vererbt oder verschenkt, mit steigender Tendenz. (...) Die Mehrheit bekommt nichts oder nur

¹⁹¹Vgl. Marquardt (2020).

wenig. Mehr als 50.000 Euro können nur 45 Prozent der Bevölkerung erwarten, mehr als 200.000 Euro nur acht Prozent. Mit dem goldenen Löffel im Mund kommen nur 0,1 Prozent zur Welt – sie erben mehr als fünf Millionen Euro, im Durchschnitt satte 17 Millionen. (...) Bisher dümpelt die Erbschaftsteuer mit einem Aufkommen von fünf bis sechs Milliarden Euro im Jahr dahin. Dieses könnte mehr als verdoppelt werden, würden die überzogenen Privilegien für Wohlhabende reduziert. Unternehmensübertragungen im Wert von über zehn Millionen Euro sollten mit mindestens zehn Prozent besteuert werden. Ferner sollten Steuervergünstigen für Immobilien, Spenden und Stiftungen reduziert werden. Einschränken sollte man auch die Möglichkeit, persönliche Freibeträge durch Schenkungen alle zehn Jahre erneut zu nutzen. Im Gegenzug könnten die persönlichen Freibeträge erhöht werden – dies würde auch viele Steuerfälle vermeiden, die ohnehin kein nennenswertes Steueraufkommen versprechen.“¹⁹² Und wenn die Wiedereinführung der Vermögensteuer und eine Verdoppelung der heute gültigen Erbschaftsteuern noch nicht ausreichen, so hat das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) zur Finanzierung der vielfältig notwendigen Staatsausgaben, eben nicht auch nur für die Energie- und Klimawende, eine einmalige Vermögensabgabe in Höhe von rund 340 Mrd. EUR errechnet. Davon wären nur 0,7 % der erwachsenen Bevölkerung in Deutschland betroffen.¹⁹³

¹⁹²Bach (2018, S. 1060).

¹⁹³Vgl. Bach (2020).

6 Literatur

- **Addendum (8.10.2018):** Nichts geht mehr – die Auswirkungen eines Blackout, <https://www.addendum.org/blackout/auswirkungen/#:~:text=%20Zum%20Nachlesen%3A%20Die%20Auswirkungen%20eines%20Blackout%20,Ausfall%20fast%20aller%20Tankstellen%20bleiben%20unz%C3%A4hlige...%20More%20>, abgerufen 08.02.2022.
- **Affeldt, P./Duso, T./Gugler, K./Piechucka, J. (2021):** Marktkonzentration steigt in Dienstleistungen deutlich, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 20/2021.
- **Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik (2019):** Memorandum 2019 – Die Energiewende als europäisches Fortschrittsprojekt, Köln.
- **Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik (2022):** Memorandum 2022 – Raus aus dem Klimanotstand.
- **Ausfelder, F. et al. (2017):** Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, Leopoldina, November 2017.
- **Bach, S. (2018):** Die Erbschaftsteuer ist die beste „Reichensteuer“, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 49/2018.
- **Bach, S. (2020):** Vermögensabgabe. Aufkommen und Verteilungswirkungen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung 2020.
- **Best, H./Gebauer, R. (2020):** Die Kosten und Erträge der Wiedervereinigung Deutschlands, Bundeszentrale für politische Bildung, <https://www.bpb.de/geschichte/deutsche-einheit/lange-wege-der-deutschen-einheit/47534/kosten-der-einheit>, abgerufen 30.4.2022.
- **BDEW (2018):** Fakten und Argumente, Kraftwerkspark in Deutschland. Aktueller Kraftwerkspark, Stromerzeugungsanlagen im Bau und in Planung, absehbare Stilllegungen konventioneller Kraftwerke, 27.04.2018. https://www.bdew.de/media/documents/20180427_Fakten-Argumente-Kraftwerkspark-Deutschland.pdf, abgerufen 20.02.2022.
- **BDI (2021):** Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve, abgerufen 09.03.2022.
- **BMBF (2021):** Potenzialatlas Wasserstoff: Afrika könnte Energieversorger der Welt werden, https://www.bmbf.de/bmbf/de/home/_documents/potenzialatlas-wasserstoff-afr-ergieversorger-der-welt-werden.html, abgerufen 07.04.2022.
- **BMDV (2021):** Ladeinfrastruktur, 21.12.2021 <https://www.bmvi.de/DE/Themen/Mobilitaet/Elektromobilitaet/Ladeinfrastruktur/Ladeinfrastruktur.html>, abgerufen 19.4.2022.
- **BMEL (2022):** Nutzen und Bedeutung der Bioenergie, 02.03.2021, <https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/bioeconomie-nachwachsende-rohstoffe/bioenergie-nutzen-bedeutung.html>, abgerufen 10.02.2022.
- **BMF (2022):** Schnelle und spürbare Entlastungen, 27.4.2022, <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Entlastungen/schnelle-spuerbare-entlastungen.html>, abgerufen 1.5.2022.
- **BMVI (2015):** Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland, BMVI-Online-Publikation, Nr. 08/2015, ISSN 2364-6020.
- **BMWi (2015):** Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnisrapport des Ministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Berlin.
- **BMWi (2019):** Energieeffizienzstrategie 2050, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf> (aufgerufen 08.02.2022).
- **BMWi (2020):** Die Nationale Wasserstoffstrategie, Juni 2020.
- **BMWi (2021a):** „Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung, 20.01.2022. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls-2022.xlsx?__blob=publicationFile&v=8, abgerufen 08.02.2022.
- **BMWK (o.A. a):** Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/eeg_2014.html, abgerufen 14.5.2022.
- **BMWK (o.A. b):** EEG: Ausschreibungen, https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/marktanalysen.html?cms_docId=135126, abgerufen 14.5.2022.
- **BMWK (2022):** Überblickspapier Osterpaket, 6.4.2022.
- **BMWK/BMUV (2022a):** Bundeswirtschaftsministerium und Bundesumweltministerium legen Prüfung zur Debatte um Laufzeiten von Atomkraftwerken vor, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220308-bundeswirtschaftsministerium-und-bundesumweltministerium-legen-pruefung-zur-debatte-um-laufzeiten-von-atomkraftwerken-vor.html>, abgerufen 18.4.2022.
- **BMWK/BMUV (2022b):** Erläuternde FAQ-Liste Prüfung BMWK und BMUV zur Debatte um Laufzeiten von Atomkraftwerken, Berlin, 8.3.2022
- **BMU (2009):** Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP), Juni 2009, http://www.bmu.de/klimaschutz/nationale_klimapolitik/doc/44497.php, abgerufen 18.10.2011.
- **BMU (2019):** Klimaschutzplan 2050, 2. Auflage, Februar 2019.
- **BMU/BMWi (2010):** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010.
- **BMUV (2022):** <https://www.bmuv.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/internationale-klimapolitik/un-klimakonferenzen/ergebnisse-der-un-klimakonferenzen>, zuletzt abgerufen 18.4.2022.

- **BNA (2021):** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, 15.11.2021, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/Kraftwerksliste_2021.xlsx?__blob=publicationFile&v=9, abgerufen 10.02.2022.
- **BNA (2021b):** Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze 2020 der Bundesnetzagentur, März 2021.
- **BNA (2021c):** Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>, abgerufen 21.1.2021.
- **BNA (2022):** Monitoringbericht 2021 der Bundesnetzagentur, 01.02.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=4, abgerufen 09.02.2022.
- **Bontrup, H.-J. (2016):** Zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung der kerntechnischen Entsorgung (BT-Drucksache 18/10469), Berlin 2016.
- **Bontrup, H.-J. (2021):** Wertschöpfungsverteilung, Fehlinterpretationen bei der Verteilungsfrage, in: Makroskop, Magazin für Wirtschaftspolitik, Stuttgart, S. 36-44
- **Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2012):** Chancen und Risiken der Energiewende, Hg. Hans-Böckler-Stiftung, Arbeitsheft 252.
- **Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2012):** Perspektiven der Steag GmbH als kommunales Energieunternehmen im Kontext der Energiewende, Hannover/Lüdinghausen 2012.
- **Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2015):** Die Energiewende. Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen, Köln.
- **Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2015b):** Die Zukunft der großen Energieversorger, Konstanz.
- **Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2021):** Volkswirtschaftslehre aus orthodoxer und heterodoxer Sicht, Berlin.
- **[BCP] Boston Consulting/Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland.
- **[BC] Boston Consulting (2021):** Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, Oktober 2021.
- **Breitkopf, A. (2022):** Installierte elektrische Leistung der Biomasseanlagen in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2020, Statista, 20.01.2022, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/251124/umfrage/stromproduktion-aus-biomasse-in-deutschland/>, abgerufen 10.03.2022.
- **BSH (2021):** Vorentwurf Flächenentwicklungsplan, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 17.12.2021, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022/Vorentwurf_FEP.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen 10.02.2022.
- **Bundesregierung (2010):** Förderfondsvertrag: Term Sheet aus Besprechung Bund-EVU, in: http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2010/2010-09-09-foerderfondsvertrag_property=publicationFile.pdf, 2010.
- **Bundesregierung (2021):** Koalitionsvertrag 2021 zwischen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP.
- **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: 10.5.2021.
- **Bundesverfassungsgericht (2021b):** Beschluss der Ersten Senats vom 24. März 2021.
- **Butterwegge, C. (2020a):** Die zerrissene Republik. Wirtschaftliche, soziale und politische Ungleichheit in Deutschland, Weinheim, Basel 2020.
- **Butterwegge, C. (2020b):** Ungleichheit in der Klassengesellschaft, Köln 2020.
- **Coller, W./Frazier, A. W./Augustine, C. (2021):** Cost Projections for UtilityScale Battery Storage: 2021 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79236. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>.
- **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-ermoenlichen>, abgerufen 19.4.2022.
- **Deutsche Welle (2022):** Habeck lässt längere KKW-Laufzeit prüfen, 27.2.2022, <https://www.dw.com/de/habeck-l%C3%A4sst-l%C3%A4ngere-KKW-laufzeit-pr%C3%BCfen/a-60939169>, abgerufen 17.3.2022.
- **Deutscher Bundestag (2019):** Großbatteriespeicher Einzelfragen zur Lithium-Ionen-Batterietechnologie Aktenzeichen: WD 8 - 3000 - 002/19 Abschluss der Arbeit: 28. Januar 2019. <https://www.bundestag.de/resource/blob/627424/74e15e4e6f393a030176b8cb29effc24/WD-8-002-19-pdf-data.pdf>
- **Deutschlandfunk (28.5.2021):** Shell verliert Klima-Prozess - Das Urteil von Den Haag und die Folgen, <https://www.deutschlandfunk.de/shell-verliert-klima-prozess-das-urteil-von-den-haag-und-100.html>, abgerufen 27.4.2022.
- **Die Welt (2.6.2021):** Comeback der Atomkraft? „Der Rückhalt für den Ausstiegsbeschluss schwindet“, <https://www.welt.de/wirtschaft/plus231514269/Comeback-der-Atomkraft-Rueckhalt-fuer-Ausstiegsbeschluss-schwindet.html>.
- **DIW (2021):** Mario Kendziorski, Leonard Göke, Claudia Kemfert, Christian von Hirschhausen und Elmar Zozmann: 100% erneuerbare Energie für Deutschland unter besonderer Berücksichtigung von Dezentralität und räumlicher Verbrauchsnähe – Potenziale, Szenarien und Auswirkungen auf Netzinfrastrukturen, Berlin, April 2021.
- **EBR (2019):** (J. Wells), Benban, Africa's largest solar park, completed, 24.10.2019. <https://www.ebrd.com/news/video/benban-africas-largest-solar-park-completed.html>, abgerufen 10.03.2022.

- **ECH (2022):** Energy-Charts, Fraunhofer ISE. <https://energy-charts.info>, abgerufen 08.02.2022.
- **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 08.02.2022.
- **ENWG:** Energiewirtschaftsgesetz „§ 13i Weitere Verordnungsermächtigungen“, Absatz (2). https://www.buzer.de/13i_EnWG.htm, abgerufen 10.02.2022.
- **EU-Kommission (2018):** Übereinkommen von Paris, https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de#tab-0-0, abgerufen 18.4.2022.
- **EU-Kommission (2020):** EU's NEXT LONG-TERM BUDGET & NextGenerationEU: Key Facts and Figures, November 2020.
- **EU-Kommission (2021a):** Überarbeitung für Phase 4, https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de, abgerufen 14.10.2021.
- **EU-Kommission (2021b):** Fragen und Antworten – Emissionshandel – CO₂-Bepreisung, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_3542, 14.7.2021, abgerufen 14.10.2021.
- **European Hydrogen Backbone (o.a.):** https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/, abgerufen am 9.04.2021
- **EWE (2022):** Wasserstoffspeicherung im Portrait, <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/wasserstoff-speichern/wasserstoffspeicherung-im-portrait> (abgerufen am 09.02.2022).
- **EWI (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 – Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems, Hg. Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/10/211005_EWI-Gutachterbericht, abgerufen 09.03.2022.
- **EWI (2022):** Erdgas, Steinkohle, Erdöl: Analyse der europäischen Energieimporte, <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/energieimporte/>, abgerufen 8.4.2022.
- **FDP (2021):** Gutachten - Emissionshandel ist das beste Klimaschutz-Konzept, <https://www.fdp.de/emissionshandel-ist-das-beste-klimaschutz-konzept>, abgerufen 19.4.2022.
- **FFE (2019):** Kurzstudie Elektromobilität. Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans. Abschlussbericht zum Projekt Kurzstudie Elektromobilität. Veröffentlicht am 15.12.2019. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München.
- **Fischer, E. (2022):** Welche EU-Länder wollen Gas und Atomkraft als nachhaltig einstufen? Die wichtigsten Antworten auf die Brüsseler Pläne, zitiert in: Handelsblatt (03.01.2022), <https://www.handelsblatt.com/politik/international/eu-taxonomie-welche-eu-laender-wollen-gas-und-atomkraft-als-nachhaltig-einstufen-die-wichtigsten-antworten-auf-die-bruesseler-plaene/27941786.html>, abgerufen 14.05.2022.
- **Frankfurter Rundschau (12.05.2021):** Zu ungerecht. Umfrage: Deutsche wollen Wirtschaftsreform, vom, S. 15.
- **Fraunhofer ISE (2018):** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien - März 2018, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- **FZJ (2021):** Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045 – Kurzfassung, https://www.fz.juelich.de/iek/iek_3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2045ShortStudy.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen 09.03.2022.
- **Handelsblatt (10.12.2021):** Lindner legt für die Ampelkoalition eine Reserve von 60 Milliarden Euro an, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/nachtragshaushalt-lindner-legt-fuer-die-ampelkoalition-eine-reserve-von-60-milliarden-euro-an/27881902.html>, abgerufen 14.4.2022.
- **Handelsblatt (7.1.2022):** „Verfassungswidrig“ – Wie Ökonomen und Juristen über Lindners Nachtragshaushalt streiten, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/finanzpolitik-verfassungswidrig-wie-oekonomen-und-juristen-ueber-linders-nachtragshaushalt-streiten/27955076.html>, abgerufen 14.4.2022.
- **Handelsblatt (19.1.2022):** Interview mit Robert Habeck: Für viele ist dieser Winter eine echte Belastung, S. 4f.
- **Handelsblatt (9.2.2022):** Habeck: Brauchen in der Energiewende Wasserstoffimport, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/konferenz-europe-2022-habeck-brauchen-in-der-energiewende-wasserstoffimporte/28054456.html>, abgerufen 10.02.2022.
- **Handelsblatt (1.3.2022):** Habecks Tabubruch, S. 10f.
- **Handelsblatt (4.3.2022):** Komplizierte Suche nach einem neuen Kohlekompromiss, S. 19.
- **Handelsblatt (7.3.2022):** Versorger machen Kohlemeiler fit, S. 18 f.
- **Handelsblatt (8.3.2022):** Lindners 200-Milliarden-Trick, S.8f.
- **Heimerl, S./Kohler, B. (2017):** Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin/fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf, abgerufen 09.02.2022.
- **Heinloth, K. (2017):** „Laufwasserkraftwerke“. 18.08.2017, <https://www.weltderphysik.de/gebiet/technik/energie/wasserkraftwerke/laufwasserkraftwerke/>, abgerufen 10.03.2022.
- **Hennicke, P./Müller, M. (2005):** Weltmacht Energie: Herausforderung für Demokratie und Wohlstand. Stuttgart.
- **IPCC (2022):** Climate Change 2022 – Mitigation of Climate Change, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>, abgerufen 14.5.2022.
- **IWR (2020):** Die Giganten: Neue Solarparks der Superlative in China, Indien, den VAE und Australien, IWR Online, 30.10.2020, <https://www.iwr.de/news/die-giganten-neue-solarparks-der-superlative-in-china-indien-den-uae-und-australien-news37044>, abgerufen 11.03.2022.
- **Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2008):** Grünbuch: Eine Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie, KOM (2006) 105 endgültige Fassung vom 8.3.2008, Brüssel.
- **Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019):** Abschlussbericht, 2019.
- **Kühler, S./Horst, J. (2012):** Strom und Energiekosten der Industrie: Pauschale Vergünstigung auf dem Prüfstand, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace.
- **Löffler, M./Lux, M./Laubinger, J./Synofzik, P. (2019a):** Energiewendeplaner 2.2, Berechnungsergebnisse vom 23.10.19, 18:04, Westfälisches Energieinstitut, 23.10.2019. https://www.w-hs.de/fileadmin/public/user_upload/Bericht_-_rein_elektrisch.pdf, abgerufen 08.02.2022.
- **Löffler, M./Lux, M./Laubinger, J./Synofzik, P. (2019b):** Energiewendeplaner 2.2, Berechnungsergebnisse vom 23.10.19, 17:29, Westfälisches Energieinstitut, 23.10.2019, https://www.w-hs.de/fileadmin/public/user_upload/Bericht_-_rein_Wasserstoff.pdf, abgerufen 08.02.2022.
- **Lux, M. (2019):** Erstellung und Erprobung eines Mathematica-Programms mit EXCEL-Präprozessor zur Berechnung diverser Energiewende-Szenarien, Masterarbeit, Westfälische Hochschule, Oktober 2019, https://www.w-hs.de/fileadmin/public/user_upload/Master-Thesis__Mark_Lux_.pdf, abgerufen 08.02.2022.
- **Marquardt, R.-M. (2016):** Hebt das Emissionshandelssystem die Einsparungen des Ökostromausbaus auf?, in: Wirtschaftsdienst, Heft 7, S. 515 - 523.
- **Marquardt, R.-M. (2019):** Wie hängt die „deutsche Exportstrategie“ mit der „Sozialen Marktwirtschaft“ zusammen? in: Marquardt, R.-M./Pulte, P., Mythos Soziale Marktwirtschaft, Festschrift für Heinz-J. Bontrup, Köln 2019.
- **Marquardt, R.-M. (2019b):** Kann der Energy-Only-Market Stromversorgungssicherheit gewährleisten?, in: Wirtschaftsdienst, 99. Jg., Heft 1, S. 61 – 69.
- **Marquardt, R.-M. (2019c):** Vergesellschaftung der Übertragungsnetze: Eine gute Idee?, in: spw, Heft 235/2019, S-60-66.
- **Marquardt, R.-M. (2020):** Energiewendefonds als Beitrag zur Generationengerechtigkeit, in: spw, Heft 241, S. 79 -84.
- **Mayer, C. (2022):** Klimaklage gegen VW, in: Frankfurter Rundschau vom 12. Mai.
- **MCC (2021):** CO₂-Uhr des MCC, <https://www.mcc-berlin.net/news/meldungen/meldungen-detail/article/mcc-richtet-co2-uhr-auf-neue-zahlen-des-ipcc-aus.html>, abgerufen 15.12.2021.
- **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021 – 2025.
- **Nationaler Wasserstoffrat (2021):** Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland, 15.01.2022, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-01-15_Positionspapier_H2-Speicher.pdf, abgerufen 07.04.2022.
- **Neue Züricher Zeitung (26.12.2019). Wegweisendes Gerichtsurteil:** 886 Niederländer zwingen die Regierung auf dem Rechtsweg zu grösseren Anstrengungen gegen den Klimawandel, <https://www.nzz.ch/wirtschaft/wegweisendes-gerichtsurteil-886-niederlaender-zwingen-die-regierung-auf-dem-rechtsweg-zu-groesseren-anstrengungen-gegen-den-klimawandel-ld.1530532>, abgerufen 24.4.2022.
- **Neue Züricher Zeitung (24.7.2021):** Wieso in Europa fast keine Kernkraftwerke mehr gebaut werden und weshalb dies keine gute Nachricht ist, <https://www.nzz.ch/wirtschaft/kernkraft-was-ihrer-renaissance-in-europa-entgegensteht-ld.1635578>, abgerufen 24.4.2022.
- **Nitsch, J. (2014):** GROKO – II, Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs - insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor. Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Juli 2014. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20140827_SzenarienderdeutschenEnergieversorgung_Waermesektor.pdf, abgerufen am 09.02.2022.
- **Nitsch, J., u.a. (2012):** Langfristszenarien und -strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, März 2012.
- **OSM (2019):** Flexibility Cost and Operational Data Outlook (D1.2), <https://www.osmose-h2020.eu/download/d1-2-flexibility-cost-and-operational-data-outlook/>, abgerufen 08.02.2022.
- **Paschottka, R. (2021):** Gesicherte Kraftwerksleistung, in: RP-Energie-Lexikon, 06.06.2021, https://www.energie-lexikon.info/gesicherte_kraftwerksleistung.html, abgerufen 10.03.2022.
- **Prognos/Öko-Institut/Wuppertal Institut (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann – Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf, abgerufen 09.03.2022.
- **Quarks (2020):** Rechnet sich Deutschland seine CO₂-Bilanz schön?, aktualisiert 6.1.2020, <https://www.quarks.de/umwelt/klimawandel/rechnet-sich-deutschland-seine-co2-bilanz-schoen/>, abgerufen 25.4.2022.

- **Quaschnig, V. (2019):** Regenerative Energiesysteme, 10. Auflage, München: Hanser.
- **RGC Manager (2021):** THG-Quote ab 1.1.2022 nicht mehr nur für Mineralölunternehmen interessant, 25.11.2011, <https://portal.rgc-manager.de/news/thg-quote-ab-112022-nicht-mehr-nur-fuer-mineraloelunternehmen-interessant>, abgerufen 30.4.2022.
- **Samadi, S./Lechtenböhrer, S. (2022):** Klimaneutralität bis 2045 – Vergleich der Entwicklungen im Energiesystem in aktuellen Szenarien für Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 72. Jg. 2022, Heft 3, S. 31-35.
- **Schröder, C./Bartels, C./Göbler, K./Grabka, M. M./König, J. (2020):** MillionärInnen unter dem Mikroskop: Datenlücke bei sehr hohen Vermögen geschlossen – Konzentration höher als bisher ausgewiesen, in: DIW-Wochenbericht, Nr. 29/2020, S. 511ff.
- **Siemens (2020):** Pressemitteilung Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG / Uniper SE vom 8.04.2020
- **SRU (2020):** Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa, Umweltgutachten 2020.
- **Stadtwerke Düsseldorf (o.a.):** Gaskraftwerk „Fortuna“, <https://www.swd-ag.de/ueber-uns/erzeugung-standorte/heizkraftwerke/gaskraftwerk-lausward/>, abgerufen 25.4.2021.
- **Statista (2009):** Ausstoß von CO₂-Emissionen durch Stromkraftwerke nach Kraftwerktyp, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38910/umfrage/hoehe-der-CO2-emissionen-nach-kraftwerk/>, abgerufen 25.4.2022.
- **Statistisches Bundesamt (2021):** Vermögensbilanzen. Sektorale und gesamtwirtschaftliche Vermögensbilanzen 1999-2020.
- **Struck, T. (2015):** Abschlussbericht zum Vorhaben Batteriekraftwerk zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt., Aktenzeichen UBA: 70 441-9/1, Projekt-Nr.: 20258, Veröffentlichungsdatum: Dezember 2015, https://www.umweltinnovationsprogramm.de/sites/default/files/2019-09/bmu_abschlussbericht_uba_wemag.pdf
- **Tagesschau (15.12.2020):** Die Renaissance der Atomkraft, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/boerse/renaissance-kernkraft-101.html>.
- **Tagesschau (13.12.2021):** Kabinett billigt umstrittenen Haushalt, <https://www.tagesschau.de/inland/nachtragshaushalt-109.html>, abgerufen 18.4.2022.
- **Übertragungsnetzbetreiber (2019):** Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 04.02.2019, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1_1.pdf, abgerufen 10.02.2022.
- **UNFCCC (2021):** Glasgow Climate Change Conference October-November 2021, <https://unfccc.int/conference/glasgow-climate-change-conference-october-november-2021>, abgerufen 18.4.2022.
- **Umweltbundesamt (2019):** Flächenanalyse Windenergie an Land Abschlussbericht, CLIMATE CHANGE 38/2019, Forschungskennzahl 37EV 16 117 0, FB000157, Dessau-Roßlau, November 2019.
- **Umweltbundesamt (2021):** Die Treibhausgase, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>, abgerufen 5.7.2021.
- **Umweltbundesamt (2021b):** Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990 bis 2019 und erste Schätzung für 2020 im Vergleich zu CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, Februar 2021.
- **Umweltbundesamt (2021c):** Der Europäische Emissionshandel, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#vergleich-von-emissionen-und-emissionsobergrenzen-cap-im-eu-ets>, abgerufen 19.4.2022.
- **Umweltbundesamt (2022):** Primärenergiegewinnung und -importe, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe>, abgerufen 8.4.2022.
- **Umweltbundesamt Wien (2020, S. 54):** Klimaschutzbericht 2020, Wien.
- **Wagner (2017): Friedrich Wagner:** Konsequenzen für eine vollständige dekarbonisierte Energieversorgung für Deutschland. VGB Power Tech 10/2017, S. 82-89.
- **Wikipedia (2022):** „Liste von Batterie-Speicherkraftwerken“. Liste und Literaturverzeichnis gemäß https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Batterie-Speicherkraftwerken, abgerufen am 08.02.2022.
- **Wirtschaftsverband Stahl- und Metallverarbeitung (2022):** 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, abgerufen 1.5.2022.
- **Wirtschaftswoche (13.5.2022):** Putins Machtfabrik, S. 61 ff.
- **YouGov (2022):** Deutsche eher für Laufzeitverlängerung der letzten Atomkraftwerke, <https://yougov.de/news/2022/04/22/deutsche-fur-laufzeitverlangerung-der-letzten-atom/>, abgerufen 12.5.2022.
- **Zeit Online (11.3.2022):** Mehrheit will Laufzeiten der drei Atomkraftwerke verlängern, https://www.zeit.de/news/2022-03/11/mehrheit-will-laufzeiten-der-drei-atomkraftwerke-verlaengern?utm_referer=https%3A%2F%2Fwww.startpage.com%2F, abgerufen 12.5.2022.

7 Addendum

Ergänzungen/Aktualisierungen insbesondere zu Kapitel „3.1.2 Erforderlicher EE-Ausbau“ des Positionspapiers aus dem Westfälischen Energieinstitut, Version 1, Stand 24.05.2022

Prolog

Das Westfälische Energieinstitut (WEI), ein In-Institut in der Westfälischen Hochschule, hat am 24. Mai 2022 ein Positionspapier unter dem Titel „Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit“ der Öffentlichkeit vorgelegt. Die im Positionspapier niedergeschriebenen Erkenntnisse und Befunde waren ein „erster Aufschlag“ in einem fortzuschreibenden Arbeitsprozess „work in progress“.

Heute legt das WEI eine erste Aktualisierung des Positionspapiers (Version 1.1; Stand 16. August 2022) zur Version 1 (Stand 24. Mai. 2022) als Ergänzung vor. Diese Ergänzung bezieht sich in erster Linie auf das bisherige Kapitel „3.1.2 Erforderlicher EE-Ausbau“. Hintergrund der hier notwendigen Aktualisierungen sind aktuelle Informationen, u.a. die Beschlüsse der Gesetzentwürfe

- „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“, Deutscher Bundestag, Drucksache 20/1630, 02.05.2022¹,
- „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie- auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften“, Deutscher Bundestag, Drucksache 20/1634, 02.05.2022²,

Westfälisches Energieinstitut, Gelsenkirchen, 16. August.2022

¹Nachfolgend „EEG 2023“ genannt.

²Nachfolgend „WindSeeG 2023“ genannt.

Einführung

Nach dem Studium des neuen EEG 2023 ist dem Westfälischen Energieinstitut (WEI) unter Berücksichtigung unserer bisherigen Berechnungen³ ein nicht erklärbares Paradoxon aufgefallen:

In der „Energieeffizienzstrategie 2050“ vom Dezember 2019⁴ weist das Bundeswirtschaftsministerium sowie die sich hierauf beziehende Website des Umweltbundesamtes⁵ einen anzustrebenden Primärenergiebedarf Deutschlands im Jahr 2050 mit 50 % seines Primärenergiebedarfs im Jahr 2008 aus. Das sind 7.190 PJ, also 2.000 TWh.

Wie wir nachfolgend aufzeigen, lässt sich aus den Planzahlen des EEG 2023 unmittelbar ableiten, dass sich bis zum Jahr 2030 600 TWh/a und bis zum Jahr 2045 allerdings nur etwa 1.000 TWh/a mit erneuerbaren Energien aus dem Flächenangebot der Bundesrepublik Deutschland darstellen lassen.

Somit fehlen im Jahr 2050 voraussichtlich weitere 1.000 TWh/a, also 50%, des in ihrer „Energieeffizienzstrategie 2050“ angegebenen Wertes von 2.000 TWh/a.

Selbst wenn man davon ausgeht, dass die in der „Nationale Wasserstoffstrategie“ Energiemengen von 110 TWh/a bis 380 TWh/a durch Import grünen Wasserstoffs gedeckt werden könnten, fehlen somit im Jahr 2050 rein rechnerisch mindestens weitere 620 TWh/a, also etwa ein Drittel (!), des in vom Bundeswirtschaftsministerium ausgegebenen Wertes von 2.000 TWh/a.

Der Sachverhalt war uns bei Erstellung des Positionspapiers, Version 1.0, noch nicht in dieser Schärfe deutlich. Wir erachten daher diese Erweiterung unseres Positionspapiers, insbesondere von Kapitel 3.1.2 Erforderlicher EE-Ausbau, in Form eines Addendums für zwingend geboten. Weiterhin nutzen wir diese Gelegenheit auch zur Nachschärfung unseres systemtechnischen und sozio-ökonomischen Fazits.

³<https://www.wv-hs.de/wei/aktuelles/positionspapier-zur-energiewende/>

⁴„Energieeffizienz-Strategie 2050“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Dezember 2019. Via https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (abgerufen am 08.08.2022).

⁵[UBA2022]: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren> (abgerufen am 08.08.2022).

Zu installierende Nennleistungen Erneuerbarer-Energien-Anlagen

In Abhängigkeit von den Zieljahren 2024 bis 2045 zeigt die folgende Abb. 1 in kumulierter Darstellung die gemäß oben genannten Gesetzentwürfen künftig zu installierenden Nennleistungen von Windkraft an Land, Windkraft auf See, Solaranlagen und Biomasse, ergänzt um eigene Angaben zur Wasserkraft.⁶

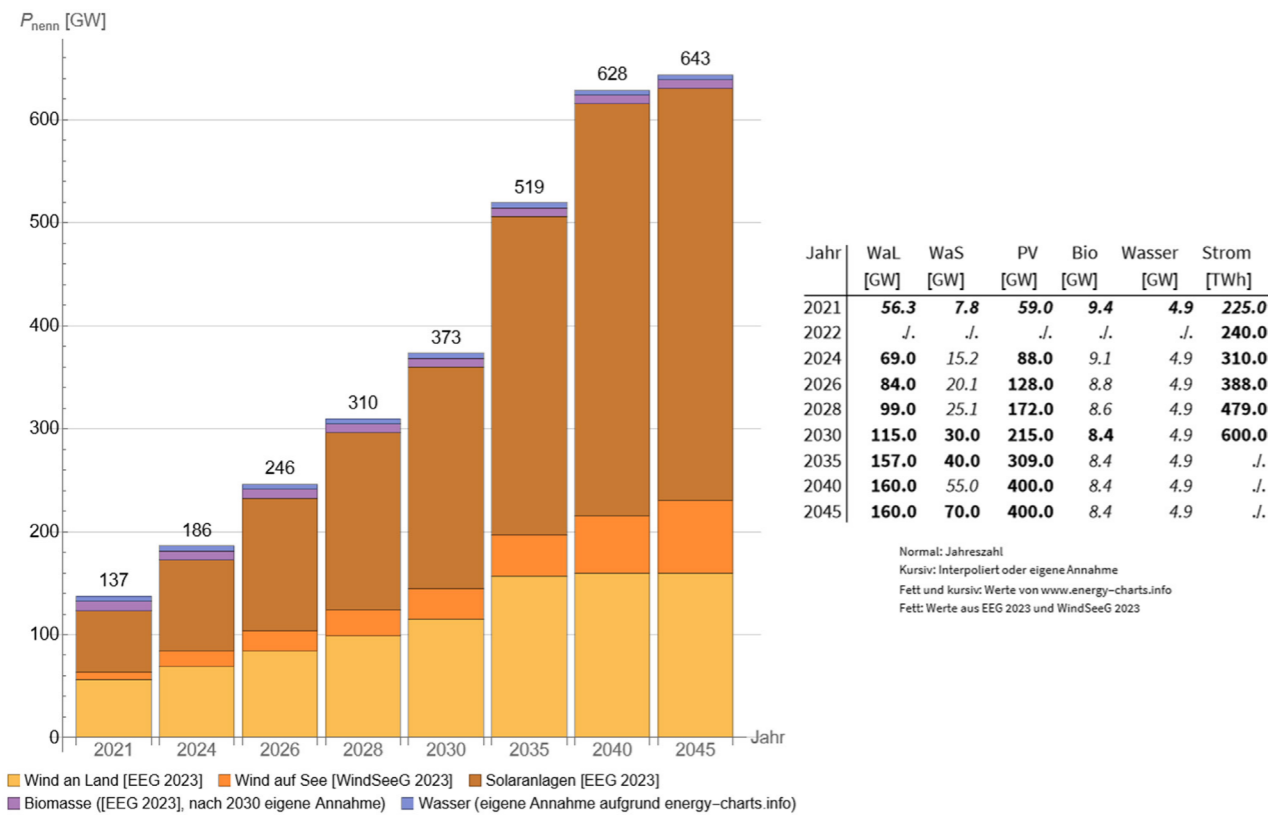


Abb. 1: Geplante Entwicklung der zu installierenden Nennleistung erneuerbarer Energien lt. EEG 2023 und WindSeeG 2023; aktuelle Werte für das Jahr 2021 aus www.energy-charts.info. Die Tabelle rechts weist in Fettdruck die in o.g. Gesetzen ausgewiesenen Werte für Wind an Land (WaL), Wind auf See (WaS), Photovoltaik (PV), Biomasse (Bio) und Wasserkraft (Wasser) aus. In der letzten Spalte sind die Ziel-Strommengen (Strom) angegeben.

Zum Vergleich sind zusätzlich Werte des Jahres 2021 in das Diagramm aufgenommen.⁷ Die insgesamt installierte Nennleistung Erneuerbarer-Energien-Anlagen⁸ soll demnach von 2021 bis 2045, also binnen 24 Jahren, von 137 GW auf 643 GW gesteigert werden. Dies entspricht einer mittleren Zubaurate von 20,5 GW/a. Allerdings soll der EE-Ausbau insbesondere im Zeitraum 2024 bis 2035 mit einer 50 % höheren Zubaurate von ca. 30 GW/a erfolgen, siehe mehr dazu in Tabelle 1.

⁶Sonstige natürliche EE-Quellen dürften auch in Zukunft vernachlässigbar sein. Inwieweit Wärmepumpen hier noch eine nennenswerte Rolle bei der Ausbeutung natürlicher Erd- und Luftwärmeressourcen spielen könnten, ist von uns derzeit noch nicht reflektiert.

⁷Werte von energy-charts.info via https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.html?l=de&c=DE&stacking=single&chartColumnSorting=default&year=2021 (abgerufen am 11.08.2022).

⁸Nachfolgend „EE-Anlagen“ genannt.

Zeitraum	Jahre	Zuwachs P _{nenn} in GW	Mittlere Zuwachsrate P _{nenn} in GW/a
2021 bis 2024	3	45	15,0
2024 bis 2026	2	60	30,0
2026 bis 2028	2	63	31,5
2028 bis 2030	2	64	32,0
2030 bis 2035	5	146	29,2
2035 bis 2040	5	109	21,8
2040 bis 2045	5	15	3,0

Tabelle 1: Zubauraten.

Im Zeitraum 2040 bis 2045 soll nur noch eine vergleichsweise geringe Nennleistung von 15 GW, Windkraft auf See, zugebaut werden, was auf die Ausschöpfung der wesentlichen Potentiale zur Erzeugung erneuerbarer Energien in Deutschland schließen lässt. Auffällig ist, dass für das Jahr 2045 eine Photovoltaik-Nennleistung von 400 GW installiert sein soll, während die Nennleistungen von Windkraft an Land und auf See in der Summe lediglich 230 GW ausmachen. Die künftige Energieversorgung wird somit PV-lastig, was Rückwirkungen auf den künftigen Speicherbedarf hat, siehe dazu ausführlich unsere Ausführungen in Kapitel 3.1 und 3.2 unseres Positionspapiers.⁹

Mit Erneuerbarer-Energien-Anlagen zu erzielende Strommengen

Die folgende Abb. 2 gibt einen Überblick zu den geplanten Strommengenpfaden im Vergleich zu den im Jahr 2045 erforderlichen Strommengen sowie weitere Angaben.

Die gelbe Kurve in Abb. 2 stellt den gemäß EEG 2023 zu erzielenden Strommengenpfad für den Zeitraum 2024 bis 2030 dar; ergänzt ist der Pfad um den im Jahr 2021 aktuellen Wert der mit EE-Anlagen erzielten Strommenge in Höhe von 225 TWh¹⁰. Laut EEG 2023 sollen die mit EE-Anlagen erzeugten Strommengen bis 2030 auf 600 TWh/a gesteigert werden. Dies entspricht laut EEG 2023 80 % des von der Regierung für das Jahr 2030 gemutmaßten Strommengenbedarfs von 750 TWh/a. Im Gegensatz zu den in Abb. 1 angegebenen Leistungswerten aus dem EEG 2023 werden dort für die Strommengen nach dem Jahr 2030 überraschend keine weiteren Angaben gemacht.

Diese Auffälligkeit motiviert zur Ergänzung der Grafik mit den Ergebnissen eigener Berechnungen zur Entwicklung der Strommenge aufgrund der bis 2045 gemäß EEG 2023 zu installierenden Leistungen, siehe die blaue Kurve. Zur Ermittlung der Kurve werden die im EEG 2023 angegebenen Nennleistungswerte der einzelnen EE-Erzeuger mit deren typischen Ausnutzungsgraden¹¹ gewichtet, anschließend aufaddiert, dann mit einem Faktor 8.760¹² multipliziert und schließlich durch den Wert 1.000¹³ dividiert.

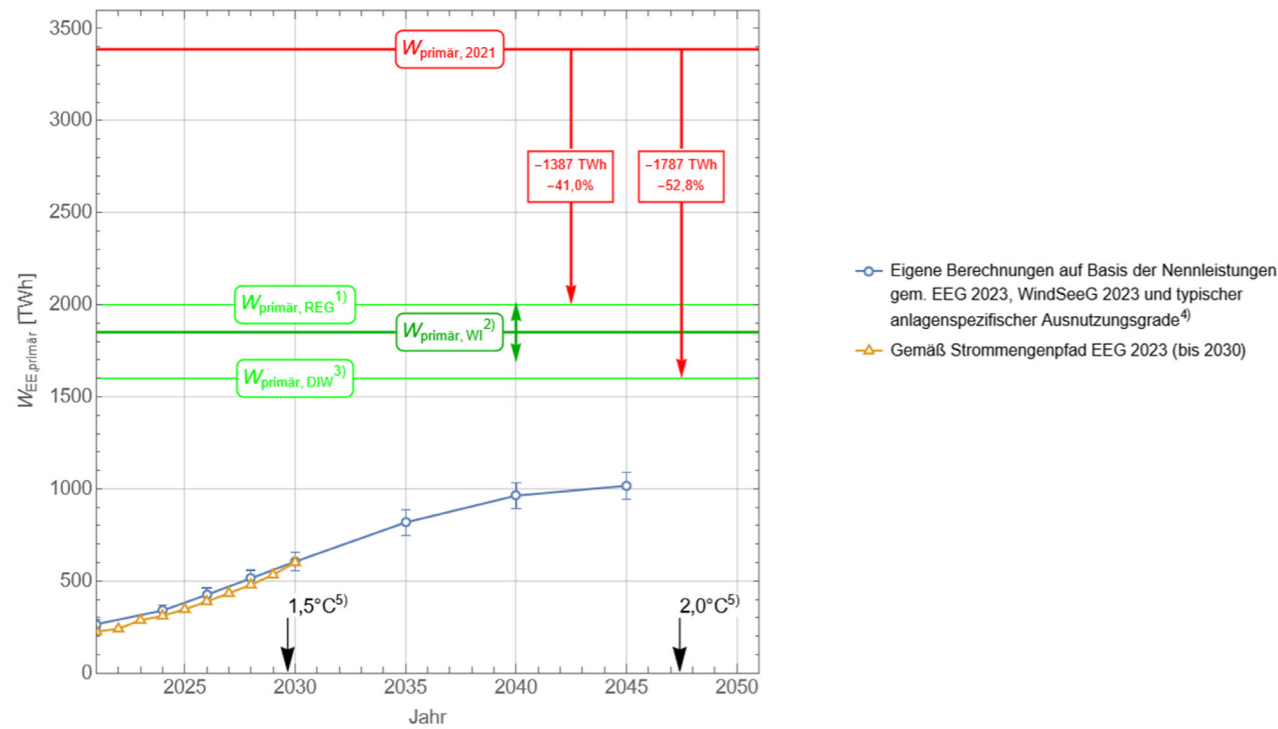
⁹<https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/positionspapier-zur-energiewende>

¹⁰Wert ermittelt aus www.energy-charts.de

¹¹Die verwendeten Ausnutzungsgrade sind in Fußnote ⁴) des Bildes aufgeführt.

¹²Dieser Faktor spiegelt die 8.760 Stunden eines Jahres wider.

¹³Dies ist erforderlich, um den resultierenden Wert von GWh in TWh umzurechnen.



- 1) gem. Internetangaben UBA und BMWK, April 2022
- 2) Wuppertal-Institut (2022)
- 3) gem. Endenergieangabe Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2021) zzgl. gemutmaßter Verluste i.H.v. 25% der Primärenergie
- 4) Wind an Land: 24,0±5,0%, Wind auf See: 40,8%, Solaranlagen: 10,8±0,5%, Biomasse: 52,5%, Wasser: 37,4%
- 5) gem. "Klimauhr" des Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change

Abb. 2: Strommengenpfad bis 2030 gem. EEG 2023 und Ergebnis eigener Berechnungen zum sich aufgrund der installierten Nennleistungen ergebenden Strommengenpfad von 2030 bis 2045.

Für den Zeitraum 2021 bis 2030 stimmen die im Westfälischen Energieinstitut berechneten Strommengenwerte erwartungsgemäß sehr gut mit den im EEG 2023 angegebenen Strommengenwerten überein; sie sind tendenziell sogar leicht optimistischer.¹⁴ Diese Übereinstimmung bestätigt die o.a. angewendete Berechnungsvorschrift. Schlussendlich führt unsere Berechnung auf eine im Jahr 2045 zu antizipierende EE-Strommenge von ca. 1.000 TWh, sofern der Ausbaupfad gemäß EEG und WindSeeG 2023 eingehalten wird.¹⁵

¹⁴Allerdings fällt für das Jahr 2030 der Wert 600 TWh auf: Im Gegensatz zu den anderen Werten liegt er überraschenderweise auf der leicht optimistischeren blauen Kurve, ist also leicht überhöht. Wir mutmaßen, dass der Wert von einem ursprünglich kleineren „krummen“ Wert aufgerundet wurde, um diesen aufgerundeten Wert besser in der politischen Kommunikation verwenden zu können.

¹⁵Hinweis: Unsere Berechnung ist keine Extrapolation oder Prognose. Sie fußt direkt auf den Leistungsangaben im EEG und WindSeeG 2023 in Zusammenhang mit den von uns in Tabelle 3.1 unseres Positionspapiers, Version 1.0, angegebenen Ausnutzungsgraden.

Laut Angaben aus verschiedenen Quellen, siehe Fußnoten ¹⁾ und ²⁾ unter der Abbildung, sind allerdings im Jahre 2045 Strommengen zwischen 1.600¹⁶ und 2.000 TWh/a¹⁷ zu erzielen. Das Wuppertal-Institut gibt in seiner Metastudie einen Strommengenbedarf im Bereich 1.851±167 TWh/a an.¹⁸

Betrachtungen des WEI zufolge sind auch wir der Überzeugung, dass der vom Bundeswirtschaftsministerium angestrebte Wert von 2.000 TWh/a eine realistische Annahme ist, weshalb im Folgenden davon ausgegangen wird.¹⁹ Unsere Ausgangsposition beruht auf der Tatsache, dass der Ist-Primärenergiebedarf Deutschlands im Jahr 2021 3.387 TWh/a betragen hat. Dieser müsste zur Erreichung des 2.000-TWh/a-Ziels innerhalb der nächsten ca. 20 Jahre um 41 % abgesenkt werden, was u.E. trotz möglicher Wirkungsgradverbesserungen und Energieeinsparungen eine hoch ambitionierte Prämisse impliziert. Eine Absenkung des heutigen Primärenergiebedarfs um über die Hälfte, ca. 53 %, auf 1.600 TWh/a halten wir hingegen für unrealistisch und auch aufgrund der gesellschaftlichen und ökonomischen Implikationen für nicht konsensfähig.

Die Aussagen zu Abb. 3.2 in unserem Positionspapier können mit Hilfe von Abb. 3 ergänzt werden:

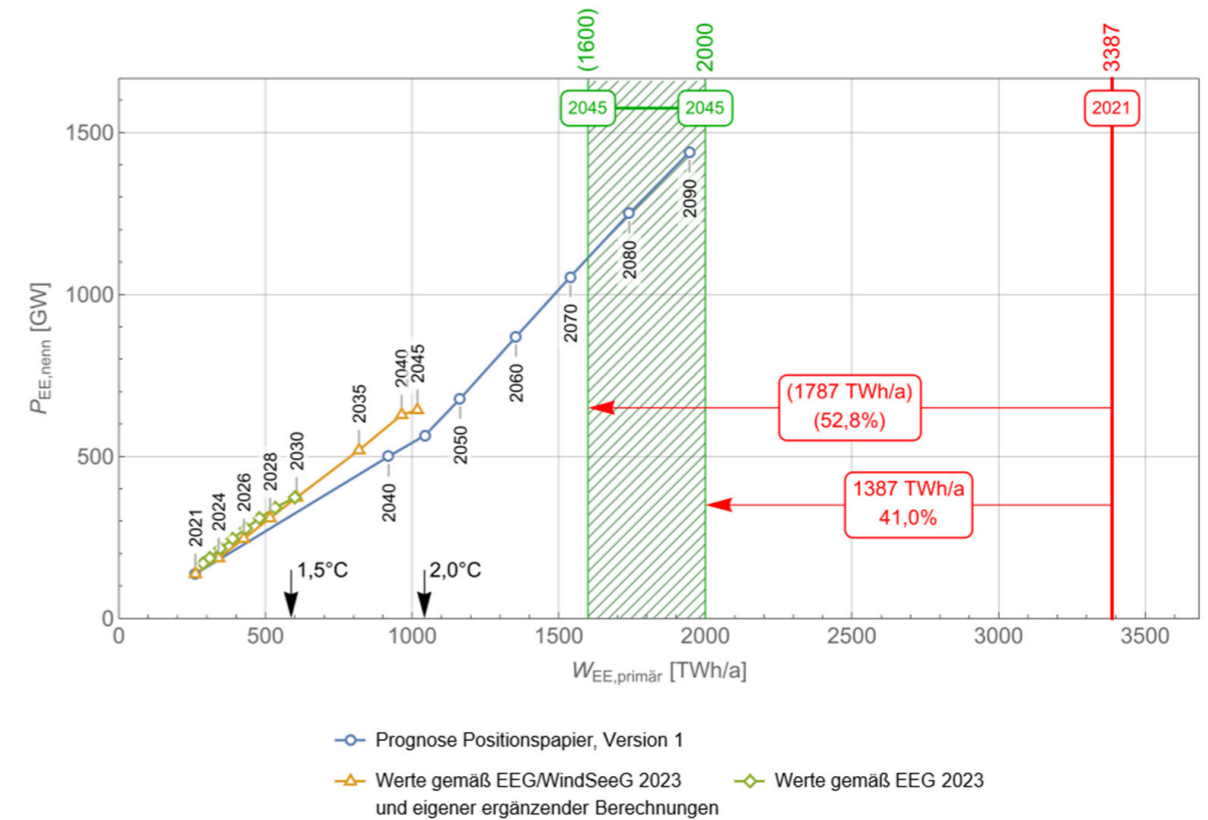


Abb. 3: EE-Ausbaupfade und Eckwerte für eine autonome Energieversorgung Deutschlands. Erläuterungen siehe Text. Quelle: Eigene Darstellung

¹⁶Dieser Wert ergibt sich aus der Endenergieschätzung des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung in Höhe von ca. 1.200 TWh/a unter Hinzuaddieren von mit 25 % angenommenen Primärenergieverlusten. Derzeit betragen diese Verluste noch ca. 1/3 des Primärenergiebedarfs.

¹⁷Dieser Wert wird von UBA und BMWK angegeben. Er beruht auf den Angaben in „Energieeffizienz-Strategie 2050“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Dezember 2019. Via https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (abgerufen am 08.08.2022)

¹⁸Samadi, S./Lechtenböhrer, S. (2022): Klimaneutralität bis 2045 – Vergleich der Entwicklungen im Energiesystem in aktuellen Szenarien für Deutschland, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 72. Jg. 2022, Heft 3, S. 31-35.

¹⁹Diesem Wert kommen auch unseren eigenen, bereits vor längerer Zeit gemachten Schätzungen recht nahe.

Die dargestellten Verläufe zeigen den Zusammenhang zwischen der mit Hilfe Erneuerbarer Energien jährlich darzustellenden Primärenergie $W_{EE,primär}$ in TWh/a und der hierfür insgesamt zu installierenden Nennleistung $P_{EE,nenn}$ in GW des gesamten EE-Kraftwerksparks. Der grüne Verlauf ergibt sich aus den im EEG und WindSeeG 2023 angegebenen Werten, der gelbe Verlauf ergibt sich aus dem von uns bis 2045 rechnerisch verlängerten Strommengenpfad gemäß Abb. 2 und der blaue Verlauf ergibt sich aus unserem Positionspapier, Version 1.0, Abb. 3.2. Die Zahlenmarken geben die Jahre an, zu denen die entsprechenden Werte realisiert sein könnten oder sollen.

Weiterhin eingetragen sind die 3.387 TWh/a Primärenergie des Jahres 2021, die für das Jahr 2045 „ministeriell“ angestrebte Primärenergie von 2.000 TWh/a und die energetischen Differenzwerte, die bis dahin noch zu überbrücken sind. Weiterhin sind längs der Abszisse noch zwei Temperaturmarken, „1,5°C“ und „2,0°C“, eingetragen. Diese stellen einen Zusammenhang mit den vom Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change über seine Klimauhr angegebenen Zeitpunkte her, zu denen diese globalen Temperaturanomalien im Mittel überschritten sein könnten, und den bis dahin gemäß Planung zu erzielenden EE-Primärenergien.

Der Vergleich unserer Original-Prognose, blauer Linienzug, mit den Planungswerten gemäß grünem und gelbem Verlauf bestätigen zunächst unsere Prognose. Diese ist bezüglich der zur Erzielung einer bestimmten EE-Primärenergie zu installierenden EE-Nennleistung sogar optimistischer.²⁰ Die Jahresmarken hingegen sind marginal pessimistischer, was den Endbefund in unserem Positionspapier, Version 1.0, aber nicht tangiert: Eine Energieautarkie Deutschlands wäre demnach bis zum Jahre 2045 nicht möglich, sondern frühestens ca. 45 Jahre (!) später. Gegen Ende der bis 2045 gesetzlich geplanten EE-Aufbauphase werden die „magischen“ Werte der als zulässig definierten klimatischen Temperaturanomalien bereits deutlich überschritten (1,5°C) oder nicht mehr einhaltbar sein (2,0°C); bei einer offenbar nur noch fiktiv darstellbaren EE-Autonomie im Jahre 2090 dürften diese mit Hilfe von Klimamodellen prognostizierten Temperaturwerte bereits sehr deutlich überschritten sein.

²⁰Unsere optimistischere Prognose ging insbesondere von 256,1 GW Windkraft-an-Land-Nennleistung statt nur von 160 GW gemäß EEG 2023 aus. Dies ergibt sich aus unseren Annahmen einer höheren Verfügbarkeit von Bundesfläche, 2,4 % (8.582 km²) statt 2,0 % (7.152 km²), bei einer höheren landflächenbezogenen Leistungsbelegung von 29,4 MW/km² statt 22,4 MW/km².

Interpretation

Das Ziel 100%iger Klimaneutralität bei gleichzeitig 100%iger EE-Autarkie Deutschlands wird gemäß oben dargestellten Sachverhalts deutlich verfehlt. Bestenfalls erscheinen gemäß ministeriell und gesetzlich vorgegebener Rahmenbedingungen 50 % machbar: Bei einem für 2045 ministeriell prognostizierten EE-Primärenergiebedarf von 2.000 TWh/a, siehe oben, lassen sich hingegen auf gesetzlicher Grundlage mit in Deutschland zu installierenden EE-Quellen nur ca. 1.000 TWh/a darstellen. Damit läuft die Bundesrepublik Deutschland Gefahr, in eine gefährliche Stromversorgungslücke zu laufen.

Abgesehen von der Speicherproblematik müssten die mindestens fehlenden 50 % somit, konform zu unseren Aussagen im Positionspapier, Version 1.0, aus EE-Quellen außerhalb Deutschlands importiert werden. Sollte es sich hierbei um grünen Wasserstoff oder entsprechende Derivate handeln, müsste dieser dazu zwingend im Ausland produziert und nach Deutschland importiert werden. Die „Nationale Wasserstoffstrategie“, Stand Juni 2020, weist hier auf S. 10, auf Basis von zwei Studien, aus, dass Deutschland im Jahre 2050 einen strombasierten grünen Wasserstoffverbrauch von 110 bis 380 TWh/a haben müsste. Selbst unter der Annahme, dieser grüne Wasserstoff könnte im Ausland eingekauft werden, fehlen in der Gesamtbilanz noch immer 620 bis 890 TWh/a bis zum Erreichen der 2.000-TWh/a-Marke.²¹ Bedenkt man weiterhin, dass gemäß unserem Positionspapier, Version 1.0, Kapitel 3.2 „Top-Down-Betrachtung zum Speicherbedarf“, zum Zwecke des Befüllens des zwingend benötigten grünen Wasserstoff-Langzeitspeichers noch mindestens weitere 400 TWh/a grüner Wasserstoff hinzukommen müssten (sofern diese nicht in dem erwarteten Wert von 2.000 TWh/a einkalkuliert wurden, wovon wir ausgehen), ergibt sich unseres Erachtens sogar eine noch gefährlichere Stromversorgungslücke.

Insgesamt resultiert daraus, dass der energetische Fehlbetrag in bedarfsgerechter Weise aus dem Ausland importiert werden müsste. So gehen N. Meyer-Larsen et al. (2021) sogar von einem von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) ermittelten Wasserstoffbedarf in Höhe von 905 TWh/a aus.²² Dort werden auch die denkbaren Wege einer Auslandsbeschaffung dieses grünen Wasserstoffs, überwiegend mit Hilfe von LH2-Tankern²³, beschrieben.

Zudem müsste davon ausgegangen werden, dass auch die materiellen Ressourcen zur Erstellung der in Deutschland aufstellbaren EE-Quellen ebenfalls nahezu ausschließlich aus dem Ausland kommen, dies scheint zumindest für die künftig dominierende Photovoltaik der Fall zu sein²⁴, ergibt sich unseres Erachtens für das Jahr 2045 eine vielleicht nur 70%ige bis nahezu 100%ige Ressourcenabhängigkeit vom Ausland. Neben dem reinen Befund sollte dieses auch die Sorgen über eine Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten relativieren, zumal – wie ausgeführt – der Aufbau von Infrastrukturen zur Gewinnung von grünem Wasserstoff, z.B. im „Sonnengürtel der Erde“, auf den globalen Lösungsansatz einer globalen Krise hinweist.

²¹Dies sind 10,3 bis 58,3 % mehr wie der Bruttostromverbrauch von 562 TWh im Jahr 2021 (Wert von Statista via <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256942/umfrage/bruttostromverbrauch-in-deutschland/>; abgerufen am 11.08.2022).

²²N. Meyer-Larsen, R.M. Knischka, M. Dreyer, H. Kramer, F. Arendt, M. Baumann, G. Würsig: „Die Rolle der maritimen Wirtschaft bei der Etablierung einer deutschen Wasserstoffwirtschaft“. Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik. Bremen, 09.11.2021.

²³Unter H₂ verstehen wir auch H₂-Derivate wie grünes Methan oder grünes Ammoniak.

²⁴Siehe z.B. M. Houben: „Die neue Abhängigkeit von China“, mdr, 16.05.2022 07:55. Via <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/energiewende-china-abhaengigkeit-101.html> (abgerufen am 11.08.2022).

Insgesamt ergeben sich somit aus den aufgezeigten gigantischen Herausforderungen nach wissenschaftlicher Expertise der Autoren des Westfälischen Energieinstituts die folgenden Kernaussagen und Schlussfolgerungen:

Zu den technischen Kernaussagen:

- Die Flächenbedarfe für die Erneuerbaren Energien zum Aufbau einer autarken Energieversorgung Deutschlands sind so groß, dass eine Sinnhaftigkeit wie auch die gesellschaftliche Akzeptanz uns mehr als zweifelhaft erscheinen.
- Auch das Bundeswirtschaftsministerium geht aktuell offensichtlich nicht von einer autarken Energieversorgung Deutschlands aus! Einem Bedarf von 2.000 TWh/a stehen EEG-Szenarien gegenüber, die 1.000 TWh/a EE-Erzeugung in 2045 propagieren.
- Die Volatilität der Erneuerbaren Energien erfordert Langzeitspeichermöglichkeiten, die aktuell nur sinnvoll durch grünen Wasserstoff lösbar sind. Eine Speicherbarkeit über kostenintensive Batteriesysteme schließen wir derzeit aus.
- Deutschland wird auf jeden Fall ein Importland für Energie bleiben.
- Die avisierten 110 bis 380 TWh/a Import grünen Wasserstoffs (siehe „Nationale Wasserstoffstrategie“) werden nicht ausreichen, um die erforderliche Differenz von 1.000 TWh/a zu decken.
- Derzeit existiert aus unserer Sicht nur eine sinnvolle Möglichkeit, diese Lücke zu schließen. Nämlich eine noch deutlichere Verstärkung der Bemühungen, die weltweite grüne Wasserstoffproduktion anzuschieben und auch große Teile der fehlenden 1.000 TWh/a (!) in der Form von grünem Wasserstoff zu importieren.
- Das bedeutet den massiven und kompromisslosen Aufbau einer umfangreichen grünen Wasserstoffinfrastruktur und wirft zumindest einige Fragen bezüglich eines gleichzeitigen ähnlich umfangreichen Ausbaus der elektrischen Infrastruktur auf.

Neben den technischen Herausforderungen ergeben sich aus unseren Untersuchungen auch viele sozio-ökonomische Erkenntnisse, die wir wie folgt zusammenfassen:

- Die Notwendigkeiten aus der Klima- und Energiewende werden umfangreiche Veränderungsprozesse im sozio-ökonomischen Gefüge der Bundesrepublik Deutschland implizieren. Das Westfälische Energieinstitut warnt hier vor einer naiven politischen Herangehensweise.
- Es werden umfangreiche gesamtwirtschaftliche Investitionen in den Energiebereich notwendig, die mit anderen, ebenso notwendigen gesellschaftlichen Investitionen in eine in den letzten 20 bis 30 Jahren völlig vernachlässigten öffentlichen Infrastruktur konkurrieren werden; und dies trotz einer hohen gesamtwirtschaftlichen Sparsumme von ca. 300 Mrd. Euro p.a.
- Dabei müssen die Sparbeiträge zukünftig in binnenwirtschaftliche Investitionen fließen und können nicht mehr wie bisher als Finanzierungsmasse für überreichliche deutsche Exportüberschüsse Verwendung finden. Dies wird veränderte Produktionskapazitäten im Inland nach sich ziehen und im Ausland ebenso Adaptionsprozesse erforderlich machen.
- Ausschließlich mit öffentlichen Energieinvestitionen wird die Klima- und Energiewende nicht zu bewältigen sein. Zusätzlich sind hohe private Investitionen notwendig, die sich aber für private Investoren mit einer Gewinnfunktion rechnen müssen. Dazu nur ein Paradigma: Die unter einem internationalen Wettbewerb stark leidende deutsche Stahlindustrie wird die gewollte Umstellung auf grünen Wasserstoff ohne massive staatliche Subventionen nicht aus den eigenen Unternehmensergebnissen (Cash Flow) finanzieren können. Das gilt auch für andere Industriezweige wie z.B. die Automobilindustrie und deren Zuliefererbetriebe.

- Die Klima- und Energiewende wird insgesamt nicht nur zu technischen, sondern auch im Hinblick auf Arbeitsplätze und wirtschaftliche Regionen in Deutschland zu transformativen Veränderungen führen.
- Dabei ist völlig klar, dass es auch aufgrund einer Internalisierung der Klima- und Energiewende in die privatwirtschaftlichen Kalkulationen zu massiven Preissteigerungen im Energiesektor kommen wird, die durch die gesamte volkswirtschaftliche Wertschöpfungskette weitergegeben und sich letztlich bei den privaten Haushalten in den Budgets bemerkbar machen wird.
- Ohne ein soziales Auffangen der einkommensschwachen Haushalte wird die Klima- und Energiewende nicht gelingen. Sie ist dann gesellschaftspolitisch nicht um- und durchsetzbar.
- Durch die Klima- und Energiewende kommen auf den Staat enorm hohe Finanzierungsbelastungen zu, die zwar zum großen Teil durch eine generationengerechte Staatsverschuldung aufgefangen werden können, die aber wegen anderer gleichzeitig auf den Staat zukommender Finanzierungen wie zurückgestauter öffentlicher Infrastrukturinvestitionen, einer staatlichen Unterfinanzierung bei Gesundheit, Bildung und nicht zuletzt bei der Wohnungs- und Sozialausgabenfrage und den Problemen auf den Arbeitsmärkten bis zur Rentenproblematik nicht ausreichend sein wird.
- Die Klima- und Energiewende impliziert daher – auch in dem angeführten Kontext – neben einer zusätzlichen Staatsverschuldung, die nach einer Beseitigung der heute im Grundgesetz festgeschriebenen Schuldenbremse verlangt, eine zielgerechte Umverteilung der in Deutschland hoch konzentrierten Vermögensbestände. Ohne die Wiedereinführung der Vermögenssteuer und wesentlich höherer Erbschaftssteuersätze ist die Klima- und Energiewende sonst ebenfalls zum Scheitern verurteilt.
- Und nicht zuletzt leitet sich insgesamt aus unseren Befunden die Notwendigkeit des schnellstmöglichen Aufbaus einer weltweiten grünen Wasserstoffproduktion ab. Die Globalität der Klimakrise erfordert es, die ärmsten Länder der Erde in den Stand zu versetzen, aus eigener Wirtschaftskraft ihre Klimaziele zu erreichen. Dazu ist es notwendig, dass diese Länder mit technischen und finanziellen Ressourcen der reichen Länder der Welt massiv unterstützt und ausgestattet werden.



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