

Frondel, Manuel

Research Report

Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen

RWI Materialien, No. 163

Provided in Cooperation with:

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

Suggested Citation: Frondel, Manuel (2024) : Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen, RWI Materialien, No. 163, ISBN 978-3-96973-256-4, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Essen

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/300232>

Standard-Nutzungsbedingungen:

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

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

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

Terms of use:

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

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

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

Manuel Frondel

Diskussionspapier

**Ökologischer Umbau von Wirtschaft
und Gesellschaft: Kosten und Nutzen**

Herausgeber

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Hohenzollernstraße 1-3 | 45128 Essen, Germany
Fon: +49 201-81 49-0 | E-Mail: rwi@rwi-essen.de
www.rwi-essen.de

Vorstand

Prof. Dr. Dr. h. c. Christoph M. Schmidt (Präsident)
Prof. Dr. Thomas K. Bauer (Vizepräsident)
Dr. Stefan Rumpf (Administrativer Vorstand)

© RWI 2024

Der Nachdruck, auch auszugsweise, ist nur mit Genehmigung des RWI gestattet.

RWI Materialien Heft 163

Schriftleitung: Prof. Dr. Dr. h. c. Christoph M. Schmidt
Konzeption und Gestaltung: Claudia Lohkamp, Daniela Schwindt

Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen

ISSN 1612-3573 - ISBN 978-3-96973-256-4

Bei den in der Reihe veröffentlichten Diskussionspapieren handelt es sich um unfertige Arbeiten, die publiziert werden, um Diskussionen und kritische Kommentare anzuregen. Die darin geäußerten Ansichten geben ausschließlich die Meinung der Autoren wieder und spiegeln nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers wider.

Materialien

Diskussionspapier

Manuel Frondel

Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen

Heft 163

Bibliografische Informationen der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der deutschen Nationalbibliografie;
detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über: <http://dnb.ddb.de> abrufbar.



Das RWI wird vom Bund und vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert.

ISSN 1612-3573

ISBN 978-3-96973-256-4

Manuel Frondel*

Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen

Zusammenfassung

Dieser Beitrag nimmt eine Kosten-Nutzen-Abwägung des Ausbaus der Erneuerbaren-Energiotechnologien zur Stromerzeugung in Deutschland vor. Im Ergebnis zeigt sich, dass dieser Ausbau die Stromverbraucher seit Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 knapp 300 Mrd. Euro gekostet hat. Für die kommenden beiden Jahrzehnte stehen zudem Zahlungsverpflichtungen in ähnlicher Größenordnung bereits fest. Mit dem nach Russlands Angriff auf die Ukraine forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik aber noch deutlich über diese rund 600 Milliarden hinaus gehende Kosten in Kauf. Eine Kosten-Nutzen-Analyse ist vor diesem Hintergrund unabdingbar, nicht zuletzt auch deshalb, weil weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe nicht in den 600 Milliarden enthalten sind, etwa die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in so starkem Maße nötigen Netzausbau. Vor diesem Hintergrund sollte beim weiteren Erneuerbaren-Ausbau streng auf Kostendisziplin geachtet werden, indem die Bundesnetzagentur künftig ausschließlich technologieneutrale, statt technologie-spezifischer Ausschreibungen für den Erneuerbaren-Ausbau vornimmt. Dadurch kommen zwar nur die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge, aber es bleiben im Klima- und Transformationsfonds Spielräume für Zukunftsinvestitionen, die das Wachstumspotential der deutschen Volkswirtschaft stärker beflügeln könnten als der Ausbau der erneuerbaren Energien. Im Gegensatz zu den hohen Kosten nimmt sich der Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien bescheiden aus. So belief sich der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 auf lediglich rund 17 %. Die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 allein mit Erneuerbaren erreichen zu wollen, erscheint bei einem solch geringen Anteil als eine schwer bewältigbare Herausforderung.

JEL Classification: Q21, I38

Keywords: Energiewende; Photovoltaik; Wärmewende

Juni 2024

* Manuel Frondel, RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Ruhr-Universität Bochum (RUB). – Ich danke Eva Yang für wertvolle wissenschaftliche Vorarbeiten und Dr. Jörn Quitzau sowie zwei anonymen Gutachterinnen und Gutachtern für hilfreiche Kommentare und Anregungen sowie der Berenberg Bank für die finanzielle Förderung dieses Beitrags. – Korrespondenz: Prof. Dr. Manuel Frondel, RWI, Hohenzollernstr. 1-3, D-45128 Essen, www.rwi-essen.de/frondel, E-mail: frondel@rwi-essen.de

1 Einleitung

Mit dem unter dem Begriff Energiewende firmierenden ökologischen Umbau der deutschen Volkswirtschaft möchte die Politik ambitionierte Klimaziele verwirklichen. Die Politik sollte allerdings versuchen, die ehrgeizigen Ziele unter ebenso ambitionierten Nebenbedingungen zu erreichen, allen voran dem Erhalt der volkswirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und der sozialen Ausgewogenheit der Klimapolitik. Diese Nebenbedingungen finden in der Politik eine viel zu geringe Beachtung.

So bürdete die Energiewende, die bislang vornehmlich eine Stromwende war und sich hauptsächlich auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungstechnologien im Stromerzeugungssektor beschränkte, sowohl Unternehmen als auch privaten Haushalten hohe Lasten auf (z. B. Frondel et al. 2010, 2014). Dennoch setzt die Politik sich immer ehrgeizigere Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau und bürdet dadurch sowohl der heutigen Gesellschaft als auch künftigen Generationen immer höhere finanzielle Lasten auf. So wurde das ursprüngliche Ziel eines Erneuerbaren-Anteils am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr 2030 auf einen Anteil von 80 % erhöht (BMWK 2022).

Um das 80-Prozent-Ziel zu erreichen, wurden äußerst ambitionierte Ausbaupläne entwickelt (Tabelle 1). So soll die Windkraftkapazität auf See von rund 8 Gigawatt (GW) im Jahr 2022 auf mindestens 30 GW im Jahr 2030 ausgebaut werden (BMWK 2022). Die Windkraft an Land soll bis dahin eine Kapazität von 115 GW aufweisen. Da im Jahr 2022 eine Kapazität von 58,1 GW installiert war (siehe Tabelle A1 im Anhang), müsste zur Erreichung des Ziels von 115 GW die Leistung praktisch verdoppelt werden.

Noch weitaus ambitionierter soll der Photovoltaik-Ausbau erfolgen: Bis 2030 sollen PV-Anlagen im Umfang von 215 GW installiert sein. Dazu sollen jährlich bis zu 22 GW zugebaut werden. Zum Vergleich: Das wäre etwa das Dreifache des bislang höchsten jährlichen Zubaus von knapp 8 GW in den Boomjahren 2010 bis 2012 (Fronde, Schmidt, Vance 2014). Basierend auf der PV-Kapazität von 67,4 GW im Jahr 2022 würde zur Erreichung des Ziels von 215 GW weit mehr als eine Verdreifachung der Leistung nötig sein.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Beitrag die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 quantifiziert, die die Gesellschaft für die Steigerung des Anteils des regenerativ erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch von unter 10 % im Jahr 2000 auf knapp 50 % bis zum Jahr 2022 zu tragen hatte. Dabei werden die Kosten für die einzelnen Jahre und die einzelnen regenerativen Technologien, insbesondere Photovoltaik und Windkraft an Land und vor der Küste, gesondert aufgelistet, da einzelne Technologien

wie die Photovoltaik — die lange Zeit teuerste regenerative Technologie — besonders hohe Kosten verursacht haben.¹

Tabelle 1: Ausbaupläne für die Kapazitäten an Windkraft und Photovoltaik in Deutschland für das Jahr 2030

	2022	2030
Windkraft vor der Küste	8,1 GW	30 GW
Windkraft an Land	58,1 GW	115 GW
Photovoltaik	67,4 GW	215 GW

Quellen: BMWK (2021b), BMWK (2022), BMWK (2023a), UBA (2023).

Es zeigt sich, dass der bisherige Ausbau der Erneuerbaren bislang knapp 300 Mrd. Euro an Zusatzkosten verursacht hat, die bis Mitte 2022 von den Stromverbrauchern zu tragen waren. Für die kommenden beiden Jahrzehnte stehen Zahlungsverpflichtungen für die schon installierten Kapazitäten in ähnlicher Größenordnung bereits fest, da diese Vergütungen für bis zu 21 Jahre gewährt bekommen. Diese weiteren rund 300 Mrd. Euro müssen seit Mitte 2022 aus Mitteln des Klima- und Transformationsfonds bestritten werden. Mit dem Bekenntnis zu einem forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik darüber hinaus gehende Kosten von ähnlicher Dimension in Kauf, denn die regenerativen Kapazitäten sollen nach diesen Plänen vervielfacht werden.

Angesichts der sich abzeichnenden Kostendimensionen und der massiven Konkurrenz zu anderen Ausgabenwünschen, die wie der Ausbau der Erneuerbaren aus dem Klima- und Transformationsfonds bezahlt werden sollen, ist die in diesem Beitrag vorgenommene Kosten-Nutzen-Analyse imperativ. Dies gilt auch deshalb, weil neben den Kosten für die Förderung der Erneuerbaren weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe von der Gesellschaft geschultert werden müssen, die aus Gründen der Sozialverträglichkeit und der Akzeptanz der Energiewende in absehbarer Zeit womöglich ebenfalls aus dem Klima- und Transformationsfonds getragen werden müssen. Zu nennen sind insbesondere die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in diesem starken Maße nötigen Ausbau der Hochspannungsüberlandleitungen sowie der Niederspannungsnetze.

Ausgaben dieses Ausmaßes regen zweifellos die makroökonomische Nachfrage an, das Geld fehlt jedoch an anderer Stelle. Dies führt zu geringerer Wertschöpfung in anderen Sektoren der Wirtschaft, und möglicherweise zu einer geringeren Wirtschaftsleistung insgesamt, vor allem dann, wenn von der Förderung überwiegend

¹ Allein die Subventionen für die zwischen 2000 und 2013 installierten Photovoltaikanlagen summieren sich auf rund 110 Mrd. Euro (Fronde!, Schmidt, Vance 2014: 13).

ausländische Volkswirtschaften profitieren, wie dies bei der Photovoltaik der Fall ist. Es wird daher im Folgenden diskutiert, welcher Nutzen vom Ausbau der Erneuerbaren zu erwarten ist. Der kostenintensive Ausbau der Erneuerbaren wird mit einer Vielzahl an Begründungen gerechtfertigt, primär mit der Reduktion des Treibhausgasausstoßes, aber auch mit positiven Beschäftigungseffekten. Diese Effekte werden im Folgenden vor dem Hintergrund diskutiert, dass zum Umstieg auf Klimaneutralität die volkswirtschaftliche Leistungsfähigkeit auf einem möglichst hohen Niveau erhalten werden muss, denn eine hohe Wirtschaftskraft ist allein schon deswegen unverzichtbar, weil nur leistungsstarke und profitabel wirtschaftende Unternehmen in Deutschland und Europa dafür sorgen, dass diese Volkswirtschaften einen ernsthaften Beitrag zur Senkung der weltweiten Emissionen an Treibhausgas wie Kohlendioxid (CO₂) leisten können.

Die folgenden Abschnitte stellen die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG und die künftig anfallenden Kosten dar. Davon ausgehend wird diskutiert, wie der Ausbau kosteneffizienter gestaltet werden kann. Sodann kommt der Beitrag auf die Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu sprechen, insbesondere im Hinblick auf den Treibhausgasausstoß und die Stromversorgungssicherheit. Anschließend werden die Opportunitätskosten dieses Ausbaus diskutiert, ehe im abschließenden Abschnitt ein Fazit gezogen wird.

2 Die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG

Das mit dem EEG in Deutschland im Jahr 2000 eingeführte Einspeisevergütungssystem wird häufig als weltweites Vorzeigemodell bezeichnet. Es wurde in mehr als 100 Ländern etabliert (REN21 2015). Mit Hilfe dieses Förderregimes konnten die sogenannten regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland in beachtlicher Weise ausgebaut werden, allen voran die Kapazitäten an Photovoltaik und Windkraft (Tabelle A1 im Anhang). So waren am Ende des Jahres 2022 rund 67 Gigawatt (GW) an PV-Kapazitäten installiert und etwa 66 GW an Windkraftkapazitäten, etwa 58 GW an Land und rund 8 GW vor deutschen Küsten (UBA 2023).

Mit dem beachtlichen Ausbau gingen immense Kosten einher, wie Zahlen des Bundeswirtschaftsministeriums zeigen (BMWK 2021a). So belaufen sich die sogenannten Differenzkosten der Förderung der regenerativen Stromerzeugung seit Einführung des EEG im Jahr 2000 bislang (Stand: Ende 2022) rein nominal betrachtet auf mehr als 294,5 Mrd. Euro (Tabelle 2).² Die Differenzkosten ergeben sich aus der Differenz der je nach Technologie unterschiedlichen Einspeisevergütungen, die pro Kilowattstunde regenerativ erzeugtem Strom von den Stromnetzbetreibern bezahlt werden, und dem Wert des

² In realen Größen sind die Kosten noch deutlich höher, weil aus heutiger Sicht das Geld früher einen größeren Wert hatte.

„grünen“ Stroms, sprich dem Erlös, der für den Verkauf des grünen Stroms an der Strombörse erzielt wird. Damit geben die Differenzkosten die Förderkosten wieder, die durch die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien via EEG bis Mitte des Jahres 2022 von den Stromverbrauchern in Form der EEG-Umlage mit ihrer Stromrechnung bezahlt wurden.

Tabelle 2: Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren in Milliarden Euro

Jahr	Wasser- kraft	Photo- voltaik	Windkraft an Land	Windkraft auf See	Bio- Masse	Übrige	Insge- samt	Differenz- kosten in Cent/kWh
2000	213	14	397	0	42	0	666	6,4
2001	295	37	703	0	105	0	1,140	6,3
2002	329	78	1,080	0	177	0	1,664	6,7
2003	253	145	1,144	0	224	0	1,766	6,2
2004	195	266	1,520	0	347	103	2,431	6,3
2005	193	636	1,518	0	540	111	2,998	6,8
2006	168	1,090	1,529	0	896	84	3,767	7,3
2007	121	1,436	1,428	0	1,307	46	4,338	6,5
2008	81	1,960	1,186	0	1,565	26	4,818	6,8
2009	25	2,676	608	3	1,991	-2	5,301	7,0
2010	192	4,465	1,647	19	3,000	204	9,527	11,6
2011	263	6,638	2,145	57	3,522	152	12,777	12,4
2012	223	7,948	2,948	92	4,576	269	16,056	13,6
2013	304	8,293	3,179	122	5,183	342	17,423	13,9
2014	301	9,165	3,668	208	5,674	279	19,295	14,2
2015	294	9,556	4,645	1,262	6,094	62	21,913	13,5
2016	352	9,282	4,315	1,947	6,292	22	22,210	13,8
2017	290	9,060	5,164	2,770	5,973	-61	23,196	12,4
2018	232	9,773	4,536	2,850	5,769	-59	23,101	11,8
2019	287	9,916	5,640	3,731	6,066	-105	25,535	12,1
2020	308	10,749	6,600	4,246	6,528	-46	28,385	12,8
2021	297	9,564	5,691	4,575	6,221	5	26,353	11,5
2022	124	8,633	2,564	3,691	4,723	64	19,799	8,3
Kosten	5,340	121,380	63,855	25,573	76,815	1,496	294,459	
Anteile	1,8%	41,2%	21,7%	8,7%	26,1%	0,5%	100.0%	

Quelle: BMWK (2021a). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Die Werte für 2021 und 2022 sind Prognosen.

Allein im Jahr 2020 mussten die Stromverbraucher den bisherigen Höchstwert von rund 28 Mrd. Euro für den Ausbau der Erneuerbaren bezahlen. Das ist mehr als die

Bundesrepublik jährlich für Entwicklungshilfe ausgibt: Diese Ausgaben lagen im Jahr 2020 laut OECD bei rund 24,5 Mrd. Euro.

Damit ist der Ausbau der Erneuerbaren jedoch noch längst nicht abgegolten: Zu den knapp 300 Milliarden Euro, die bislang für den Ausbau der Erneuerbaren seit dem Jahr 2000 ausgegeben wurden, kommen weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe hinzu, denn die durch das EEG gesetzlich garantierten Vergütungen werden in der Regel für bis zu 21 Jahre in unveränderter Höhe garantiert. So müssen die nicht nur aus heutiger Sicht unverhältnismäßig hohen Einspeisevergütungen für die in den Jahren 2009 bis 2012 installierten, umfangreichen PV-Kapazitäten noch bis zum Jahr 2032 gezahlt werden.

In den kommenden zwanzig Jahren dürfte noch einmal ein ähnlich hoher, dreistelliger Milliarden-Betrag für die heute installierten Erneuerbaren-Anlagen aufzuwenden sein, um damit die Einspeisevergütungen oder alternativ die Marktprämien für den mit den bestehenden Anlagen produzierten grünen Strom zu bezahlen. Wenngleich diese Summe nicht genau beziffert werden kann, weil sie nicht unwesentlich von der Höhe der unbekanntem künftigen Strompreise abhängt, könnten diese Kosten sogar höher ausfallen als die bisher entrichteten knapp 300 Mrd. Euro, denn die Anfangsjahre der EEG-Förderung gingen mit vergleichsweise geringen Förderkosten aufgrund eines moderaten Ausbaus der Erneuerbaren einher (Tabelle 2).

Dies träfe insbesondere dann zu, wenn die Strompreise durch den Ausbau der Erneuerbaren künftig sinken würden, wie häufig von der Politik prognostiziert wird. Dann würde die Differenz zwischen den Einspeisevergütungen und dem Strompreis an der Börse steigen und somit auch die Differenzkosten. Summa summarum ist somit die Größenordnung der Förderkosten für den bisherigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien auf 600 Mrd. Euro zu taxieren.

Hinzukommen werden weitere hohe Milliardenbeträge für jene Anlagen, die künftig in Betrieb genommen werden. Es ist zu erwarten, dass die Kosten dafür eine ähnliche Größenordnung annehmen könnten wie in der Vergangenheit. Diese Erwartung beruht im Wesentlichen auf zwei Anhaltspunkten: Zum einen soll der Erneuerbaren-Ausbau entsprechend der sehr ambitionierten Ausbauziele Deutschlands für das Jahr 2030 in deutlich stärkerem Ausmaß als bislang vorangehen (Tabelle 1).

Zum anderen sind die Höchstsätze für die Einspeisevergütungen und die Marktprämien nach einer Phase des Rückgangs bei den Auktionen zum Errichten von Solar- und Windkraftanlagen durch die Bundesnetzagentur wieder deutlich erhöht worden (BNetzA 2022), beispielsweise auf 7,35 Cent pro Kilowattstunde für Windkraftanlagen, die ab dem Jahr 2023 an Land installiert werden und auf 11,25 Cent für Aufdach-Solaranlagen. Im Jahr 2017 lag der Höchstwert für Einspeisevergütungen in den Auktionen für Windkraft an Land bei 7,0 Cent je Kilowattstunde; der Höchstsatz sank in

den nachfolgenden Jahren und betrug 2022 lediglich 5,88 Cent (BNetzA/Bundeskartellamt 2022: 121). Die Erhöhung auf 7,35 Cent im Jahr 2023 bedeutet somit gegenüber 2022 einen Anstieg um knapp 20 %. Auch für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen mit einer Leistung von über einem Megawatt wurden die Höchstsätze erhöht, von 5,70 Cent in der Juni-Auktion 2022 auf 7,37 Cent im Jahr 2023, eine Erhöhung um über 20 %.

Dies zeigt: Die Bemühungen um Kostendämpfung beim Ausbau der Erneuerbaren, die im Jahr 2017 mit der Einführung von Auktionen Einzug gehalten haben, sind zugunsten des forcierten Ausbautempos wieder aufgegeben worden. Kostendisziplin wäre hingegen höchst angebracht angesichts der finanziellen Engpässe beim Klima- und Transformationsfonds, aus dem der Ausbau der Erneuerbaren seit Mitte 2022 finanziert wird: Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts von Mitte November 2023 fehlen diesem Fonds 60 Milliarden Euro, weil die Transferierung von Kreditermächtigungen in dieser Höhe aus der Corona-Zeit in den Klima- und Transformationsfonds als nicht legitim erklärt wurde. Wegen dieser massiven finanziellen Engpässe steht der Finanzbedarf für den Erneuerbaren-Ausbau in massiver Konkurrenz zu Investitionen, mit denen das Wachstumspotential Deutschlands erhöht werden könnte. Diese direkte Konkurrenz verdeutlicht die hohen Opportunitätskosten des Erneuerbaren-Ausbaus.

3 Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren, statt weiter steigender Kosten

Beim künftigen Ausbau der Erneuerbaren scheint Kostendisziplin allerdings wohl kein vordringliches Kriterium zu sein. Darauf deutet vor allem hin, dass bislang fast ausschließlich technologiespezifische, anstatt technologie neutrale Ausschreibungen stattfinden. Würde die Politik in Zukunft hohe Ausbaukosten verhindern wollen, müsste sie technologie neutrale Ausschreibungen zum Standard machen, damit nur noch die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge kommen.

Dadurch würden sich gravierende Fehler der Vergangenheit nicht wiederholen. Zu nennen ist besonders die übermäßige Förderung der Photovoltaik (Fronzel, Schmidt, Vance 2014), ehemals eine der teuersten Stromerzeugungstechnologien, aber heute in Form von Solarparks nahe der Wettbewerbsfähigkeit. So hat der Photovoltaik-Ausbau, der um das Jahr 2010 herum besonders stark ausfiel, bislang rund 121 Mrd. Euro an Förderkosten verursacht (Tabelle 2). Damit beanspruchte die Photovoltaik den weitaus größten Anteil von über 40 % der bereits beglichenen Differenzkosten. Deutlich geringer fiel hingegen der Anteil der Solarstromerzeugung an der Produktion von grünem Strom seit Einführung des EEG im Jahr 2000 aus: Dieser Anteil betrug lediglich rund 16 % (Tabelle A2 im Anhang). Die ebenfalls durch das EEG geförderten, sogenannten kleinen Wasserkraftanlagen haben bis dato in Summe nicht allzu viel weniger Strom produziert

als die Photovoltaikanlagen, ihr Anteil an den bisherigen Differenzkosten von knapp 300 Mrd. Euro liegt jedoch bei lediglich knapp 2 % (Tabelle 2).

Es gibt weitere Hinweise, die darauf hindeuten, dass auch künftig wenig auf die Zubau-Kosten geachtet wird. So stellt das Erreichen des Erneuerbaren-Ziels für das Jahr 2030, das einen Grünstrom-Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch vorsieht, eine gewaltige Herausforderung dar, sowohl in finanzieller als auch in technischer Hinsicht, denn dies würde laut BMWK (2022) implizieren, dass dann rund 600 Mrd. kWh an grünem Strom produziert würden. Das würde beinahe eine Verdreifachung gegenüber dem Jahr 2021 bedeuten, als 234 Mrd. kWh an grünem Strom erzeugt wurden (AGEB 2022). Daher muss damit gerechnet werden, dass die finanziellen Mittel des Klima- und Transformationsfonds, aus dem die Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren seit Mitte 2022 beglichen werden, in Zukunft nicht mehr ausreichen werden, wenn das 80-Prozent-Ziel auch nur annähernd erreicht werden sollte – vor allem weil neben vielem anderen auch die Kosten der Wärmewende aus diesem Fonds bestritten werden sollen.

Dabei könnte der Ausbau der Erneuerbaren wesentlich kostengünstiger erreicht werden. So werden Solarparks oftmals ohne jegliche Inanspruchnahme von garantierten Vergütungen gebaut. Auch bei den Ausschreibungen zur Errichtung von Windparks vor deutschen Küsten gab es bereits in den Jahren 2017 und 2018 einige Bieter, die wie etwa die EnBW keine garantierten Vergütungen in Anspruch genommen haben (BNetzA 2020: 77). Und bei der jüngsten Offshore-Auktion zum Bau von 7 GW Windparks in Nord- und Ostsee am 1. Juni 2023 haben die Bieter nicht nur allesamt auf garantierte Vergütungen verzichtet. Nachdem neun Null-Cent-Gebote abgegeben wurden, wurden in einer nachfolgenden Versteigerungsrunde insgesamt 12,6 Mrd. Euro geboten (EID 2023: 4), um auf den ausgeschriebenen Flächen Offshore-Windparks errichten zu dürfen. Somit hat der Staat, in diesem Fall die Bundesnetzagentur als staatliche Institution, ähnlich wie bei der Versteigerung der Mobilfunkfrequenzen erstmals erhebliche Einnahmen erzielt.³

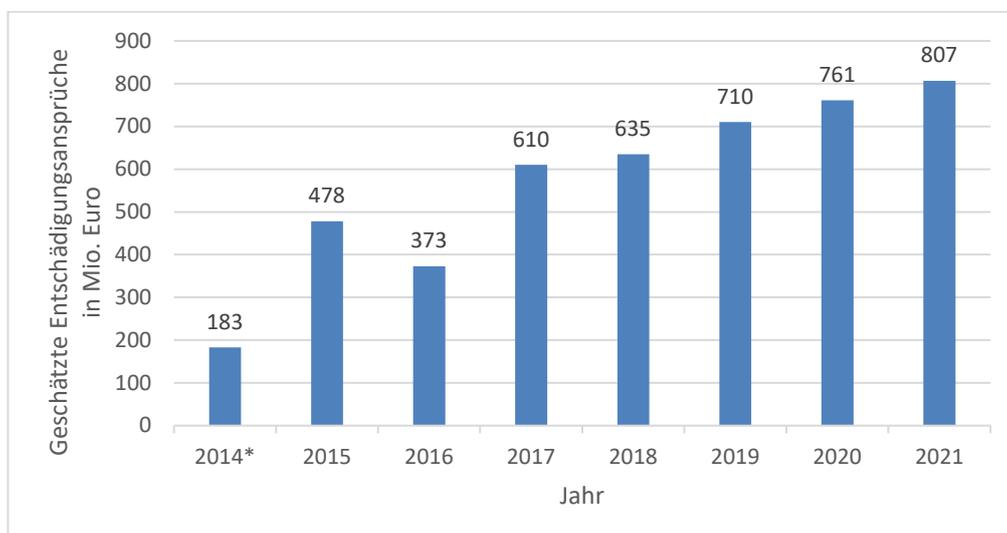
Der Ausbau der Windkraft an Land wird hingegen weiterhin mit hohen Vergütungen gefördert, obwohl dieser Technologie massive lokale Widerstände durch Bürgerinitiativen entgegengesetzt werden, denn damit gehen erhebliche negative externe Effekte einher, etwa negative Wirkungen auf die Preise angrenzender Immobilien (Fronde et al. 2019). So schätzen Hoffmann und Mier (2022), dass der Windkraftausbau in Deutschland infolge von Lärm, visueller Beeinträchtigung der Landschaft, etc. Schäden in dreistelliger Milliardenhöhe verursacht, die von den Anwohnern getragen werden müssen.

³ Mit 90 % der Auktionserlösen von 12,6 Mrd. Euro sollen beginnend ab der Inbetriebnahme der Windparks über einen Zeitraum von 20 Jahren die Endkundenpreise für Strom durch eine Senkung der Netznutzungsentgelte gedämpft werden.

Will man die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren begrenzen, wäre es ratsam, die sehr ambitionierten Ausbaupläne für das Jahr 2030 grundsätzlich zu überdenken. Vor allem sollte der Ausbau der Erneuerbaren schnellstmöglich dem Markt überlassen werden. In anderen Worten: Das EEG sollte angesichts des im Vergleich zu den Jahren der Corona-Pandemie um ein Vielfaches höheren Strompreinsniveaus an den Strombörsen abgeschafft werden. Dadurch würde der Erneuerbaren-Ausbau keineswegs zum Erliegen kommen, wie die zuvor dargestellten Beispiele zeigen. Ohne dieses Förderregime würden künftig aber wohl vor allem Windparks vor deutschen Küsten und große Solarparks errichtet werden und der Erneuerbaren-Ausbau würde in den kommenden Jahren voraussichtlich weniger schnell vorankommen, als dies für die Erreichung des 80-Prozent-Ziels erforderlich wäre.

Dennoch sprechen zahlreiche Gründe dafür, den Ausbau der Erneuerbaren nicht weiter auf breiter Front und ohne Rücksicht auf die Kosten voranzutreiben, sondern vorwiegend auf kosteneffiziente regenerative Technologien zu setzen. Erstens würden die Phasen mit Engpasssituationen im Netz, in denen die Netzstabilität gefährdet wird, nicht so stark zunehmen, wie dies bei einem beschleunigten Ausbau zu erwarten ist. Bereits heute werden immer häufiger Erneuerbaren-Anlagen abgeschaltet, um eine Gefährdung der Netzstabilität zu vermeiden. Dadurch sind die dafür gewährten Entschädigungszahlungen tendenziell angestiegen (Abbildung 1). Diese Entschädigungen haben sich innerhalb weniger Jahre deutlich erhöht, von rund 180 Mio. Euro im Jahr 2014 auf rund 800 Mio. Euro im Jahr 2021. Nach vorläufigen Angaben der Bundesnetzagentur stiegen die Entschädigungszahlungen im Jahr 2022 weiter an, auf rund 900 Mio. Euro (BNetzA 2023: 5) Diese Tendenz würde sich bei einem beschleunigten Erneuerbaren-Ausbau weiter fortsetzen, falls keine Gegenmaßnahmen getroffen würden.

Abbildung 1: Geschätzte Entschädigungszahlungen für das Abschalten von Erneuerbaren-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Millionen Euro



Quelle: BNetzA/Bundeskartellamt (2022:180).

Die Kosten für sämtliche Netzengpassmanagement-Maßnahmen, zu denen neben dem Abschalten von Erneuerbaren-Anlagen — im Fachjargon Einspeisemanagement genannt — auch das Abregeln und Zuschalten von konventionellen Kraftwerken — im Fachjargon Redispatch genannt — sowie der Einsatz und die Vorhaltung der in der Netzreserve befindlichen konventionellen Kraftwerke gehören, lagen im Jahr 2021 bei rund 2,3 Mrd. Euro.⁴ Dies ist gegenüber den Kosten von 1,4 Mrd. Euro im Jahr 2020 ein Anstieg von über 50 % (BNetzA/Bundeskartellamt 2022: 6). Diese Kosten haben sich nach vorläufigen Angaben im Jahr 2022 auf 4,2 Mrd. Euro nahezu verdoppelt; vor allem die Redispatchmaßnahmen bei konventionellen Kraftwerken sind wegen den steigenden Brennstoffkosten bei Erdgas und Steinkohle massiv gestiegen, auf rund 1,9 Mrd. Euro. Im Jahr 2021 lagen die Redispatch-Kosten mit rund 1,2 Mrd. Euro noch deutlich niedriger.

Zweitens würde die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen weniger stark zunehmen, als dies bei Umsetzung des 80-Prozent-Ziels zu erwarten wäre. Negative Strompreise verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten und treten meist bei einer hohen Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne und einem geringen Stromverbrauch auf (Next Kraftwerke 2023). Dies ist häufig an Feiertagen oder Sonntagen der Fall. In solchen Situationen eines Überangebots an grünem Strom erhalten die Abnehmer diesen Strom nicht nur umsonst, sie bekommen sogar noch eine Abnahmeprämie in Form des negativen Strompreises bezahlt.

Obgleich man erwarten würde, dass diese negativen Anreize dafür sorgen, dass Stromproduzenten ihre Produktion drosseln und damit helfen, die Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Strompreise zu verringern, lassen sich negative Preise aus technischen, regulatorischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht immer vermeiden, weil eine flexible Fahrweise von konventionellen Kraftwerken, welche einer Vielzahl an Restriktionen und Auflagen unterliegen, oftmals nicht möglich ist.⁵ Die Betreiber nehmen daher oftmals Stunden mit negativen Strompreisen in Kauf, statt ihre Produktion anzupassen. Das Entstehen negativer Strompreise ist somit nicht allein den erneuerbaren Energien anzulasten (Next Kraftwerke 2023).

Dennoch ist die mit dem Ausbau der Erneuerbaren einhergehende starke Zunahme der Zahl an Stunden mit negativen Börsenstrompreisen ein klares Indiz dafür,

⁴ Unter Redispatch wird die Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten verstanden.

⁵ So dürfen Stromerzeugungskapazitäten, die am Regelleistungsmarkt teilnehmen, nur so weit heruntergefahren werden, wie dies mit der Bereitstellung ihrer Regelleistung zu vereinbaren ist. Bei konventionellen Kraftwerken gibt es zudem die konventionelle Mindesterzeugung zur Sicherung von Systemdienstleistungen, die aus diesem Grund nicht heruntergeregelt werden kann.

dass die Ursache dafür in den Schwankungen der Stromproduktion auf Basis von Wind und Sonne liegt sowie in den dafür fehlenden Speicherkapazitäten. So hat sich die Zahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen seit ihrer Zulassung im Jahr 2008 stark erhöht, auf 301 Stunden im Jahr 2023. Dies ist ein Vielfaches der Zahlen zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts (Abbildung 2). Seit dem Jahr 2015 traten negative Strompreise von bis zu rund -13 Cent je Kilowattstunde auf (Tabelle A3 im Anhang).

Ein weiteres Indiz dafür, dass negative Strompreise letztlich der Inflexibilität der Erneuerbaren-Anlagen geschuldet sind, besteht darin, dass Deutschland und Dänemark, beides Länder mit starkem Windkraftausbau, die beiden Länder sind, in denen das Phänomen der negativen Strompreise am häufigsten in Europa auftritt (Abbildung 3). In Schweden und Finnland hingegen traten negative Preise am Spotmarkt erst im Februar 2020 zum ersten Mal auf (Next Kraftwerke 2023).

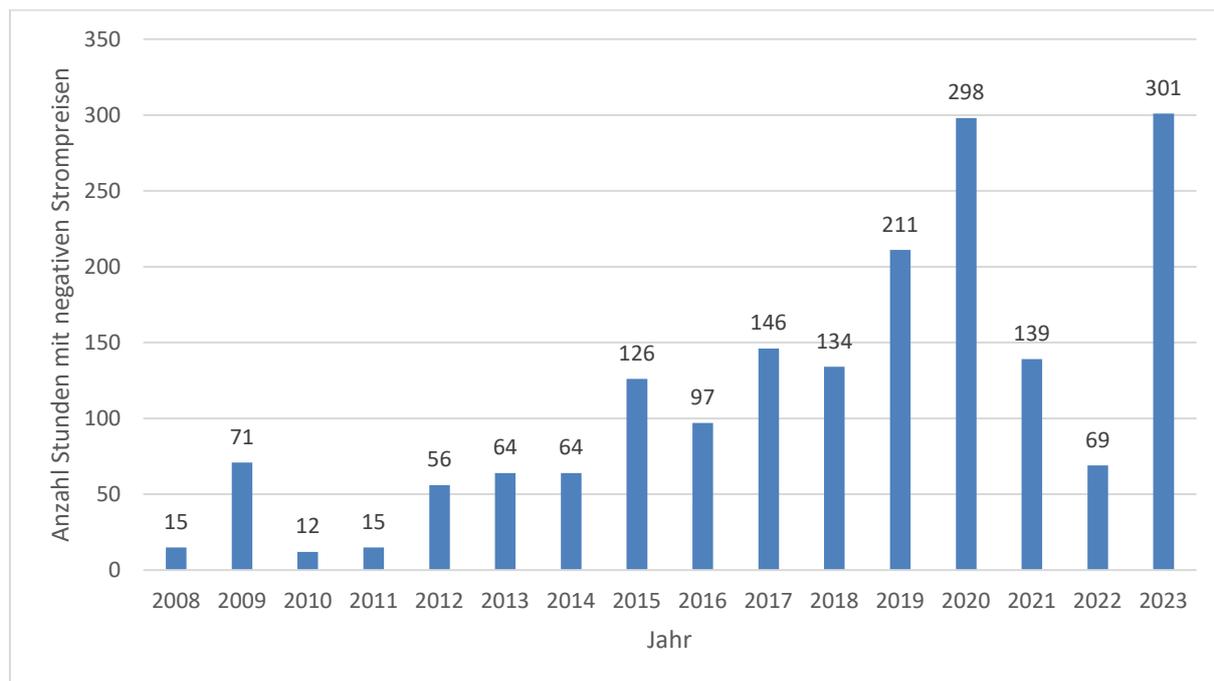
Drittens würde der Export von Strom nicht so stark zunehmen, wie dies bei einem beschleunigten Ausbau zu erwarten ist. So nahm einhergehend mit der tendenziellen Zunahme der Häufigkeit negativer Strompreise seit Einführung des EEG im Jahr 2000 auch der Export von Strom in das Ausland beinahe beständig zu (Tabelle A4 im Anhang). War der Saldo aus dem Import und Export von Strom im Jahr 2000 noch positiv und zeigte an, dass mehr Strom aus dem Ausland importiert als exportiert wurde, sank dieser Saldo zunehmend ins Negative. Im Jahr 2017 wurden insgesamt 55 Mrd. kWh Strom mehr exportiert als importiert wurde. Das waren beinahe 10 % des Stromverbrauchs des Jahres 2017 von rund 590 Mrd. kWh.⁶ Insgesamt wurden mit rund 531 Mrd. kWh (Tabelle A4) etwa ein Sechstel des seit dem Jahr 2000 produzierten grünen Stroms von 3.092 Mrd. kWh (Tabelle A2) ins Ausland exportiert. Zwar werden durch den Export von grünem Strom Erlöse erzielt, diese sind in der Regel jedoch niedriger als die Förderkosten für grünem Strom und in vielen Fällen erfolgt der Export in Phasen von negativen Preisen, sodass sogar noch Geld dafür bezahlt werden muss, dass der überschüssige Strom im Ausland abgenommen wird. Daher wäre es wünschenswert, künftig Stromexporte infolge von Überschussituationen zu vermeiden (siehe auch Stadelmann (2023), der die Wohlfahrtskosten thematisiert, wenn Billigstrom exportiert wird und Hochpreisstrom importiert wird).

Ein nicht unwesentlicher Grund für das Auftreten von negativen Strompreisen ist die Tatsache, dass Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen entweder eine vom Marktpreis unabhängige Einspeisevergütung oder eine Marktprämie bekommen und daher nicht auf

⁶ Dass der Stromaustauschsaldo seither tendenziell wieder abgenommen hat, ist mitunter der Abschaltung von Kohle- und Atomkraftwerken im Zuge des Kohle- und Kernenergieausstiegs geschuldet.

die Preissignale an der Börse reagieren:⁷ Sie produzieren grünen Strom, sobald der Wind weht bzw. die Sonne scheint, ganz gleich wie hoch die Nachfrage nach Strom ist. Mit der EEG-Novelle im Jahr 2014 wurde diesem „Produce and Forget“ genannten Verhalten mit der sogenannten 6-Stunden-Regel vom Gesetzgeber ein gewisser Riegel vorgeschoben. Nach sechs oder mehr direkt aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen erhielten bestimmte Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde keine Marktprämie mehr.

Abbildung 2: Anzahl an Stunden im Jahr mit negativen Börsenstrompreisen in Deutschland



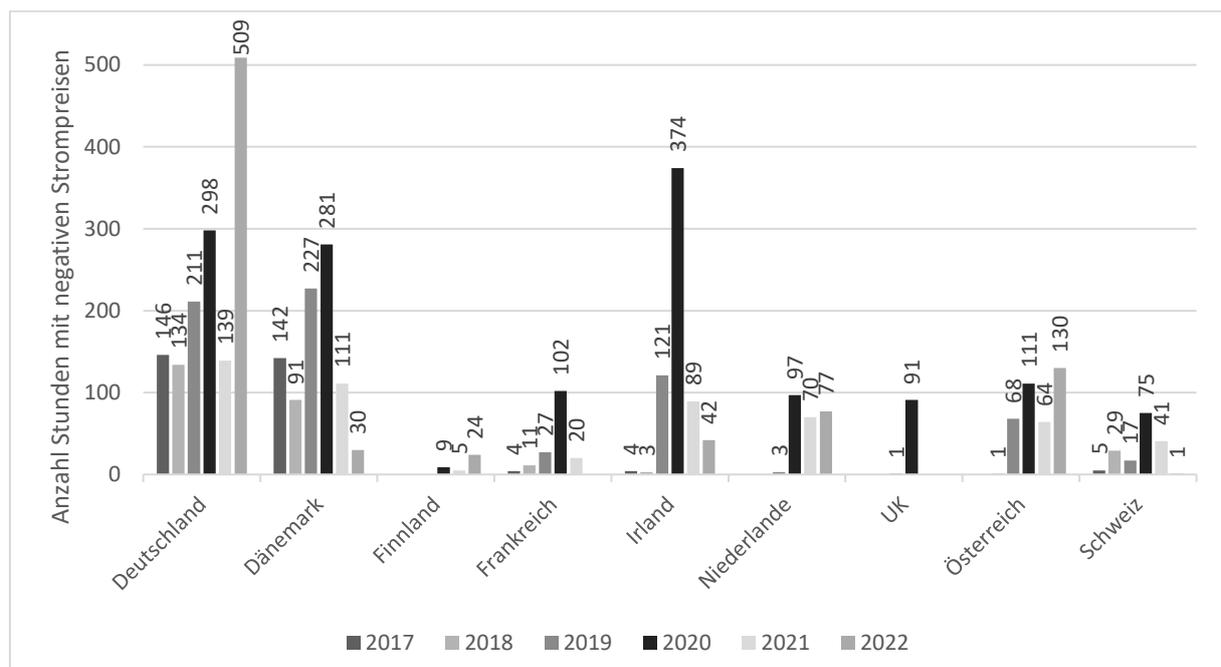
Quellen: Aust und Morscher (2017), BHKW-Infozentrum (2024), Next Kraftwerke (2023).

Mit dem forcierten Ausbau der Erneuerbaren ist zu erwarten, dass der Export grünen Stroms künftig deutlich zunehmen dürfte, ebenso wie die Entschädigungszahlungen für Erneuerbaren-Anlagen-Betreiber und die Redispatch-Kosten. Denn: Mit in Summe knapp 250 GW an Stromerzeugungsleistung, davon knapp 150 GW an regenerativen Stromerzeugungskapazitäten (UBA 2023), steht in Deutschland aktuell mehr als das Dreifache an Leistung zur Verfügung als in der Spitze benötigt wird. Aktuell liegt die maximal nachgefragte Leistung, die sogenannte Maximallast, bei rund 82 GW und tritt an kalten Winterabenden auf. Mit der Zunahme der Zahl an Wärmepumpen und der Elektroautos dürfte die Maximallast weiter steigen und könnte einen Wert um die 100 GW erreichen.

⁷ Auch Anlagenbetreiber, die sich für den Erhalt von Marktprämien statt Einspeisevergütungen entschieden haben, haben keine Anreize, sich nach der Stromnachfrage zu richten, denn die Marktprämie gleicht die Schwankungen der Börsenstrompreise aus.

Trotzdem ist es offenkundig, dass mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren die Schere zwischen der gesamten Stromerzeugungsleistung und der maximal erforderlichen Leistung immer stärker aufgehen wird. Es ist daher gut, dass mit der EEG-Novelle 2023 die 6-Stunden-Regelung verschärft und für die Jahre 2024 und 2025 durch die 3-Stunden-Regelung ersetzt wurde. Gemäß § 51 Absatz 1 EEG verringert sich die Marktprämie auf null, wenn der Spotmarktpreis im Verlauf von drei Stunden oder mehr negativ ist. Tritt dieser Fall ein, erhalten betroffene Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktprämie mehr. Für die Jahre 2026 und 2027 gelten dann entsprechende 2- bzw. 1-Stundenregelungen. Damit wird die Praxis des „Produce and Forget“ deutlich verringert. Dennoch sollten Betreiber neu zu installierender Erneuerbaren-Anlagen gezwungen werden, in Zeiten geringer Nachfrage den von ihnen produzierten grünen Strom zu speichern, statt diesen auf den Markt zu bringen.

Abbildung 3: Häufigkeit an negativen Strompreisen in europäischen Staaten in den Jahren 2017 bis 2022

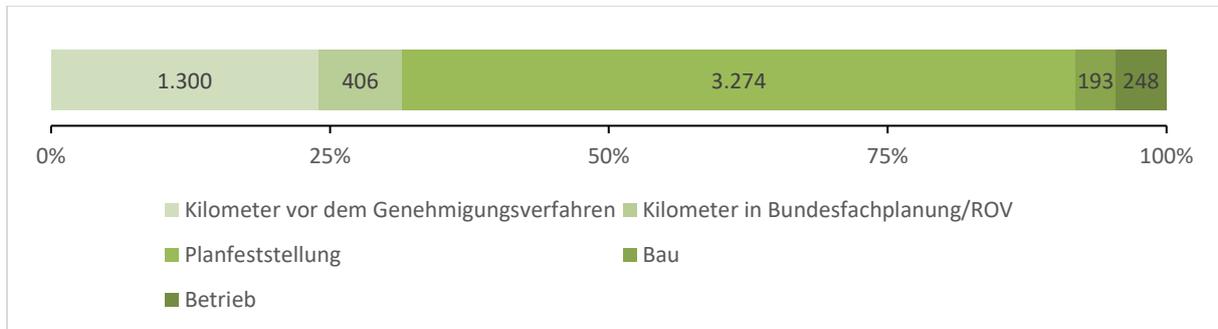


Quelle: Next Kraftwerke (2023)

Viertens: Netzengpasssituationen ließen sich künftig eher vermeiden, wenn der Ausbau der Erneuerbaren an das Tempo des Ausbaus der Überlandleitungen angepasst würde. Der Netzausbau schreitet jedoch weit weniger schnell voran als der Erneuerbaren-Ausbau. So ist damit zu rechnen, dass die 10 geplanten, für die Energiewende eminent wichtigen Überlandleitungen, die Netze zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die den Norden Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Süden und Westen verbinden sollen, nach derzeitiger Planung im Jahr 2030 nicht in Gänze zur Verfügung

stehen werden (BMWK 2023b: 15). Tatsächlich sind von den geplanten rund 5.500 HGÜ-Netzkilometern bislang erst 248 Kilometer in Betrieb, 193 in Bau, die übrigen Strecken befinden sich in Raumordnungs-, Planfeststellungs- oder anderen Verfahren (Abbildung 4), nur ein sehr geringer Teil der HGÜ-Netzkilometer ist bereits genehmigt.⁸

Abbildung 4: Verteilung der Trassenkilometer der 10 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsvorhaben nach Verfahrensschritten



Quelle: BMWK (2023b).

Neben den 10 HGÜ-Trassen sind Netze zur Anbindung von Offshore-Windparks, grenzüberschreitende Netze (Interkonnektoren) sowie konventionelle Überlandleitungen in Planung oder Bau oder sind bereits fertiggestellt. Die insgesamt 119 Netzvorhaben summieren sich zu rund 13.700 Trassenkilometern (BMWK 2023b: 5). Davon sind 1.930 Kilometer vollständig in Betrieb, 1.519 Kilometer sind im Bau. Demnach befinden sich rund drei Viertel aller zu bauenden Leitungskilometer noch in Genehmigungsverfahren.

Im Gegensatz zu den 10 HGÜ-Vorhaben ist man beim übrigen Netzausbau deutlich besser vorangekommen. Das ist vor allem auf die Fortschritte beim Ausbau der Netze zur Anbindung von Offshore-Windparks und dem Bau von grenzüberschreitenden Netzen zurückzuführen. So sind bereits 2.158 km Leitungen vor deutschen Küsten in Betrieb, weitere circa 4.000 Kilometer Offshore-Anbindungsleitungen sind in Planung oder Bau (BMWK 2023b: 6). Auch sechs von insgesamt 19 Interkonnektor-Vorhaben sind bereits umgesetzt, am bekanntesten ist die NordLink genannte Leitung nach Norwegen.

4 Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Der kostenintensive Ausbau der Erneuerbaren wird mit einer Vielzahl an Begründungen gerechtfertigt, nicht zuletzt mit positiven Beschäftigungseffekten. Die primäre Begründung dafür ist jedoch die Reduktion des Treibhausgasausstoßes. Durch den

⁸ So ist bei der SuedLink genannten Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg erst im Jahr 2023 mit dem Bau eines Konverters an einem der beiden Enden der Leitung begonnen worden. Mit der Fertigstellung von SuedLink wird nicht vor dem Jahr 2028 gerechnet. Doch dies ist mit großen Unwägbarkeiten verbunden: Von der insgesamt rund 700 Kilometer langen Strecke quer durch Deutschland sind erst 17 Kilometer genehmigt.

Erneuerbaren-Ausbau, aber auch wegen der Abschaltung von Kohlekraftwerken infolge steigender Preise für Emissionszertifikate im Emissionshandel und aufgrund des Kohleausstiegs, haben sich in der Tat die CO₂-Emissionen in der deutschen Energiewirtschaft seit Einführung des EEG verringert, um knapp 36 % zwischen den Jahren 2000 und 2021, von rund 385 auf etwas über 247 Millionen Tonnen (UBA 2022).

Emissionswirkungen im europäischen Maßstab

Dennoch hat der Erneuerbaren-Ausbau aufgrund der Existenz des Emissionshandels nicht die gewünschten Klimaschutzwirkungen, denn dadurch werden unmittelbar keine weiteren Einsparungen an Treibhausgasen erzielt, die über jenes Maß hinausgehen, das bereits durch den Emissionshandel erreicht wird (BMWA 2004: 8). Der Grund dafür liegt darin, dass die via EEG geförderte Stromerzeugung für geringere Emissionen im deutschen Stromsektor und damit für eine geringere Nachfrage nach Emissionszertifikaten sorgt. Die freiwerdenden Zertifikate werden von anderen am Emissionshandel beteiligten Unternehmen erworben, etwa den Stromerzeugern anderer Länder. Im Ergebnis ergibt sich lediglich eine Emissionsverlagerung, der durch das EEG unmittelbar bewirkte CO₂-Einspareffekt ist de facto null (BMWA 2004: 8, Morthorst 2003).

Es hat sich eingebürgert, in diesem Zusammenhang vom Wasserbetteffekt zu sprechen. Drückt man das Wasserbett an einer Stelle herunter, etwa durch die EEG-Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland, geht es an anderen Stellen nach oben, etwa durch den Mehrausstoß von Kohlekraftwerken, die gesamte Emissionsmenge, bildlich gesprochen die Wassermenge, bleibt gleich.⁹

Den Wasserbetteffekt anerkennend wird vielfach argumentiert (z.B. Graichen et al. 2018), dass dadurch der Ausbau der Erneuerbaren zwar keinen unmittelbaren emissionsmindernden Effekt auf Ebene der Europäischen Union hat, aber der Ausbau der regenerativen Technologien es ermöglichen würde, künftig ambitioniertere Emissionsminderungsziele zu setzen und zu erreichen. Darüber hinaus werden oftmals

⁹ Die Reform des Emissionshandels im Jahr 2018 hat dafür gesorgt, dass der Wasserbetteffekt vorübergehend aufgehoben wird, indem überschüssige Emissionsrechte in die Marktstabilitätsreserve eingestellt werden. Ab dem Jahr 2023 werden alle Emissionsrechte, die über eine Höchstgrenze hinausgehen, gestrichen. Dies ist mit der Löschung von rund 2,5 Milliarden Zertifikaten im Jahr 2023 tatsächlich geschehen. Aufgrund der Verschärfung der EU-Klimaschutzziele, die für einen starken Anstieg der Zertifikatpreise gesorgt hat, weil es dadurch zu einer hohen Knappheit an Emissionsrechten gekommen ist, dürfte sich die Löschung an Zertifikaten künftig jedoch in Grenze halten. Die Emissionsobergrenze im EU-Emissionshandel dürfte somit noch immer bindend sein. Würde man die Bindungswirkung des Cap jedoch dauerhaft aufheben, setzt man damit den Emissionshandel außer Kraft, weil dann der Preis für die Emissionsrechte auf null fallen wird (Weimann 2020).

potenzielle positive Wirkungen für andere Länder infolge einer Vorbildfunktion Deutschlands beim Ausbau der Erneuerbaren als Nutzen angeführt.

Allerdings müssten diese positiven Auswirkungen auf andere Länder von durchschlagender Natur sein, um tatsächlich einen substanziellen Emissionsminderungseffekt auf EU-Ebene zu erzielen, denn die Senkung der Emissionen infolge des Erneuerbaren-Ausbaus in Deutschland um rund 138 Millionen Tonnen im Jahr 2021 bedeutet beim Treibhausausstoß der EU-27 von rund 3.470 Millionen Tonnen im Jahr 2021 einen Anteil von lediglich knapp 4 %.

Ungeachtet der tatsächlich im globalen Maßstab erzielten Emissionsminderungen ist zu konstatieren, dass die Emissionsvermeidungskosten des Ausbaus regenerativer Technologien lange Zeit weitaus höher lagen als die Preise für Zertifikate im EU-Emissionshandel. So taxierten Frondel, Ritter, Schmidt, Vance (2010: 119) die mit der Förderung der Photovoltaik in Deutschland einhergehenden Vermeidungskosten auf mehr als 600 Euro je Tonne CO₂. Die Internationale Energieagentur ging zuvor wegen damals noch höheren Technologiekosten sogar von einem Wert von rund 1 000 Euro je Tonne aus (IEA 2007: 74). Dies konterkariert das Prinzip des Emissionshandels, die Treibhausgase mit den kosteneffizientesten Technologien zu reduzieren bzw. den Treibhausgasausstoß dort zu verringern, wo es am kostengünstigsten ist. Stellt man wie in Tabelle A5 im Anhang die durch grünen Strom pro Jahr vermiedenen Treibhausgasemissionen den jährlichen Differenzkosten gegenüber, ergeben sich durchschnittliche Treibhausgasvermeidungskosten von bis zu rund 150 Euro je Tonne. Dies liegt deutlich über den Preisen für Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel, die bislang noch nie nennenswert über dem Wert von 100 Euro lagen. Dies zeigt, dass sich Treibhausgasemissionen deutlich kostengünstiger vermeiden ließen, als dies insbesondere mit teuren regenerativen Stromerzeugungstechnologien wie Photovoltaikdachanlagen der Fall ist.

Geringe Anteile der Erneuerbaren am Primärenergiemix

Dem massiven Erneuerbaren-Ausbau und dem Anstieg des Anteils grünen Stroms am Stromverbrauch auf mittlerweile über 50 % zum Trotz belief sich der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 auf lediglich 17,2 % (AGEB 2023). Den größten Beitrag hierzu steuerte die Biomasse bei, die einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 9,0 % aufwies und somit etwa die Hälfte des Anteils der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch ausmachte. Die lange Zeit hoch subventionierte Photovoltaik brachte es im Jahr 2022 lediglich auf einen Anteil am

Primärenergieverbrauch von 1,8 %, die Windkraft hatte einen Anteil von 3,7 %.¹⁰ Der Grund für diese geringen Anteile besteht darin, dass die Stromerzeugung lediglich einen Anteil von rund 20 % am Primärenergieverbrauch ausmacht (BMWK 2019: 15). Die Sektoren Verkehr und Wärme, die bislang wenig erneuerbare Energien nutzen, haben deutlich größere Anteile am Primärenergieverbrauch als der Stromsektor. Selbst wenn Strom zu 100 % grün produziert würde, wie dies in Deutschland für das Jahr 2035 avisiert ist, bliebe der Erneuerbaren-Anteil am Primärenergieverbrauch überschaubar, wenn die Verkehrs- und Wärmewende in Deutschland nicht stärker vorankommen. Das ultimative Ziel der Treibhausgasneutralität, die Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht haben möchte, stellt sich angesichts der geringen Anteile von Windkraft und Photovoltaik am Primärenergiemix als gewaltige Herausforderung dar.

Geringer Beitrag der Erneuerbaren zur Versorgungssicherheit

Angesichts dieser geringen Anteile erscheint es kaum möglich, das Ziel der Treibhausgasneutralität allein mit Hilfe der erneuerbaren Energien, hauptsächlich Photovoltaik und Windkraft, und den dafür unabdingbaren Speichertechnologien erreichen zu können, da wohl auch in den kommenden Jahrzehnten wirtschaftliche Speichermöglichkeiten nicht in ausreichendem Maße vorhanden sein werden (Frondel 2023). In der Zwischenzeit ist der weitgehende Erhalt des heutigen konventionellen Kraftwerksparks zur Überbrückung von windarmen Phasen im Winter (Dunkelflauten) vonnöten. Neben der teuren Vervielfachung der Erneuerbaren-Kapazitäten ist Deutschland daher gezwungen, sich den Luxus zu leisten, parallel einen umfangreichen konventionellen Kraftwerkspark aufrechtzuerhalten.

Dies liegt daran, dass eine Stromerzeugung, die ausschließlich auf Windenergie und Photovoltaik beruht, aus physikalischen Gründen niemals zu einer sicheren Stromversorgung aus eigener Kraft führen kann (Schwarz 2022: 22). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Photovoltaik des nachts keinen Strom produzieren kann. Selbst wenn in Deutschland eines Tages 215 GW an PV-Kapazitäten installiert sein sollten, wie es für das Jahr 2030 geplant ist, würde diese Technologie des nachts nichts zur Stromerzeugung beitragen. Technisch ausgedrückt beträgt daher ihre gesicherte Leistung 0 (Schiffer 2019). Der Strombedarf muss stattdessen mit Hilfe der Windkraft und anderen Stromerzeugungstechnologien gedeckt werden. Fällt in langen Winternächten auch noch die Windkraft weitgehend aus, weil der Wind kaum weht, spricht man von

¹⁰ Diese Anteile ergeben sich aus dem Anteil von 17,2 %, den die erneuerbaren Energien nach vorläufigen Angaben im Jahr 2022 am Primärenergieverbrauch hatten und den Anteilen von Windkraft und Photovoltaik am Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren von 21,7 % und 10,5 % (AGEB 2023). Entsprechende Zahlen für das Jahr 2023 liegen noch nicht vor, die Anteile sollten sich jedoch nur unwesentlich erhöht haben.

einer kalten Dunkelflaute. Dunkelflauten, also Phasen, an denen der Wind kaum weht und die Sonne nicht scheint, und daher die Stromproduktion aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen nahezu zum Erliegen kommt, treten im Schnitt vier Mal pro Jahr mit einer Dauer von einer Woche oder länger auf (Blümm 2022).

Daher werden immer konventionelle Reserve-Kraftwerke in großem Umfang benötigt, weil Stromimporte und große stationäre Speicher nicht ausreichen werden, eine kalte Dunkelflaute zu überbrücken (Schwarz 2022: 22). Dies hat die Ampelregierung erkannt und im Koalitionsvertrag den Neubau umfangreicher Kapazitäten an wasserstofffähigen Erdgaskraftwerken vereinbart. Diese müssen allerdings so lange mit Erdgas betrieben werden, bis ausreichende Mengen an Wasserstoff zur Verfügung stehen werden.

Beschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien

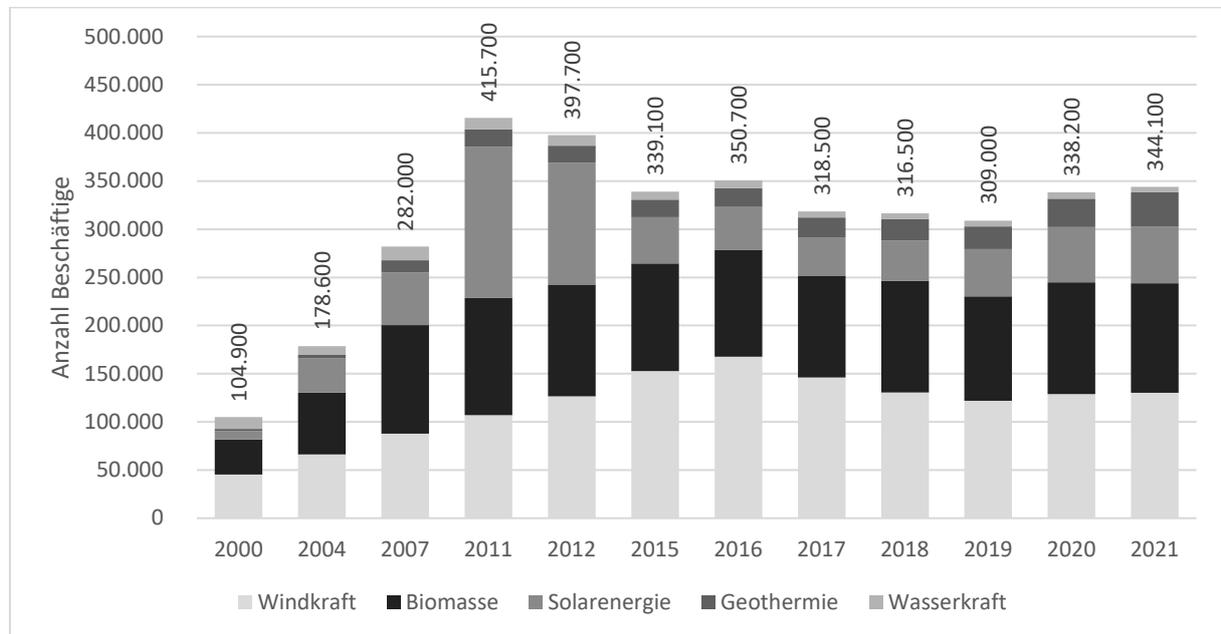
Politisch gerechtfertigt wird die Förderung der Erneuerbaren neben dem Klimaschutz mit vielen weiteren Argumenten wie dem Technologieexport und besonders mit positiven Beschäftigungseffekten. Vom Klimaschutz abgesehen, kommen einem diese Argumente verdächtig bekannt vor: Mit ihnen wurde jahrelang auch die Subventionierung der deutschen Steinkohleförderung in insgesamt dreistelliger Milliardenhöhe begründet. Dies stieß seinerzeit beim Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, dem RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung und anderen Instituten auf scharfe Kritik (zum Beispiel Frondel, Kambeck, Schmidt 2007). Das Beschäftigungsargument ist im Falle der Erneuerbaren ebenso wenig stichhaltig wie damals bei der heimischen Steinkohleförderung. Das zeigt ein sorgfältiger Blick auf die Zahlen.

Trotz eines starken Rückgangs der Beschäftigung in der Solarindustrie und der Insolvenz aller großen deutschen Solarunternehmen in der vergangenen Dekade wurden und werden Politik und Lobbyisten nicht müde, ein grünes Beschäftigungswunder zu beschwören. So hat das Bundeswirtschaftsministerium in einem Newsletter vom Juni 2016 die Erneuerbaren als „globalen Jobmotor“ bezeichnet. Auch eine frühere Studie des Bundesumweltministeriums mit dem Titel „Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008“ nennt die Erneuerbaren einen „Jobmotor für Deutschland“ (BMU 2009) und prognostizierte aufgrund des durch das EEG geschaffenen „attraktiven Marktumfelds“ einen Anstieg der Beschäftigung von rund 250.000 Arbeitsplätzen im Jahr 2007 auf mehr als 400.000 Stellen im Jahr 2020.

Um diese Zahlen einordnen zu können, muss man wissen: Ende 2023 gab es rund 35 Millionen sozialversicherungspflichtig Beschäftigte. Wäre die Prognose dieser Studie für das Jahr 2020 eingetroffen, hätten die 400.000 Stellen einem Anteil von lediglich rund 1,2 % aller derzeit sozialversicherungspflichtig Beschäftigten entsprochen. Die

Prognose von 2008 wurde allerdings mit 338.200 statt 400.000 Beschäftigten deutlich verfehlt (Tabelle A6). Gegenüber dem Hoch von 415.700 Beschäftigten aus dem Jahr 2011 bedeutete das eine Verringerung um nahezu ein Fünftel.

Abbildung 5: Anzahl an Beschäftigten im Sektor erneuerbare Energien.



Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (2023) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2000 bis 2021, Stand: 31.05.2022.

Die in Abbildung 5 dargestellten Beschäftigten-Zahlen zeichnen ein in vieler Hinsicht verzerrtes Bild. Vor allem geben sie lediglich die Brutto-, nicht die Nettobeschäftigungseffekte wieder. Indem sie die nachteiligen Wirkungen dieser vermeintlichen Beschäftigungsförderung unberücksichtigt lassen, verschleiern die Bruttozahlen die wahren Folgen für eine Gesellschaft. Am unmittelbarsten bekommt dies die vom „grünen“ Strom verdrängte herkömmliche Stromerzeugung zu spüren. Infolge der Subventionierung erneuerbarer Energien kommt es zu negativen Beschäftigungseffekten in der konventionellen Stromerzeugung, wenn die Stromerzeugung in Kraftwerken durch grünen Strom verdrängt und unwirtschaftlich wird. Daher ist seit Jahren bei den großen Stromversorgern ein deutlicher Rückgang der Beschäftigung zu verzeichnen, was allerdings auch auf die stark gestiegenen Preise für Emissionszertifikate im Emissionshandel und den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg zurückgeht. Negative Beschäftigungswirkungen sind darüber hinaus in den der konventionellen Stromerzeugung vorgelagerten Sektoren wie dem konventionellen Kraftwerksbau zu erwarten. Die so verlorenen Arbeitsplätze müssen den im Erneuerbaren-Sektor entstandenen Stellen gegenübergestellt werden, wenn die Nettobeschäftigungsbilanz ermittelt werden soll.

Vor allem darf dabei nicht vergessen werden, dass es aufgrund der hohen Förderkosten auch außerhalb des Stromerzeugungssektors und den ihm vorgelagerten Sektoren zu Arbeitsplatzverlusten und zum Verzicht auf die Schaffung neuer Arbeitsplätze kommt. So müsste auch jene fiktive Zahl an Arbeitsplätzen berücksichtigt werden, die hypothetisch geschaffen worden wären, wenn es die Förderung der Erneuerbaren nicht gegeben hätte – und dieser fiktive Wert muss von der Zahl der tatsächlich entstandenen Stellen im Erneuerbaren-Sektor abgezogen werden. Denn: Die über eine Erhöhung der Stromrechnung von den Verbrauchern mehr als zwei Jahrzehnte beglichenen Kosten von bis zu rund 28 Milliarden Euro pro Jahr (Tabelle 2) verringerten die ökonomische Aktivität und damit die Beschäftigung in anderen Sektoren.

Zwei Aspekte sind hierbei besonders wichtig. Erstens: Mit Ausnahme der von der EEG-Umlage weitgehend verschonten rund 2.500 energieintensiven Betriebe fielen auch die Investitionen der industriellen Stromverbraucher infolge höherer Strompreise um Milliarden Euro geringer aus als ohne Subventionierung der alternativen Energietechnologien. Zweitens: Der Kaufkraftverlust der privaten Verbraucher infolge höherer Strompreise addierten sich über die jahrzehntelange Förderdauer hinweg auf dreistellige Milliardenbeträge – auch wenn sich die jährliche Belastung eines einzelnen Haushalts vergleichsweise gering ausnahm.¹¹ Dies ist für die Schaffung von Arbeitsplätzen in der Summe kontraproduktiv: an anderer Stelle werden dadurch weniger Arbeitsplätze geschaffen. All dies lässt bezweifeln, ob die Arbeitsplatzbilanz der Förderung grüner Technologien im Saldo überhaupt positiv ausfallen kann.

5 Opportunitätskosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Grundsätzlich sollte das oberste Ziel guter Politik nicht in der Schaffung von Arbeitsplätzen bestehen, sondern in der Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt. Wäre Beschäftigung das oberste Ziel der Förderung grüner Technologien, gäbe es einen besseren Weg: Hoch bezahlte Rad- und Ruderprofis sollten via vieler kleiner Generatoren emissionsarmen Strom erzeugen. Klar: Dieses Beispiel ist nicht ernst gemeint! Es macht aber deutlich, dass es ein fundamentaler Irrtum wäre, den Umfang des Produktionsfaktors Arbeit steigern zu wollen, anstatt den Faktor Arbeit als Produktionsfaktor zu betrachten, welcher nicht nur Wohltaten erzeugt, sondern auch Kosten verursacht.

¹¹ Nach RWI-Erhebungen für das Bundeswirtschaftsministerium verbraucht ein 3-Personen-Haushalt im Durchschnitt jährlich rund 4 000 Kilowattstunden. Beim höchsten Wert der EEG-Umlage von 6,88 Cent pro Kilowattstunde, den diese im Jahr 2017 erreichte, betragen die zusätzlichen Stromkosten für diesen Haushalt rund 330 Euro pro Jahr, einschließlich der Mehrwertsteuer, die auch auf die EEG-Umlage zu zahlen war.

Im Radler-Ruderer-Beispiel wären die Kosten je produzierter Kilowattstunde Strom so frapierend hoch, dass dies unmittelbar einleuchtend ist. Tatsächlich aber sehen viele Befürworter der Erneuerbaren die Notwendigkeit, eine bestimmte Menge Strom mit einer großen Zahl an Beschäftigten zu gewinnen, positiv. Bei dieser Sichtweise wird jedoch ausgeblendet, dass eine solche Art der Beschäftigungssteuerung das Wachstumspotential der gesamten Volkswirtschaft verringert.

Was darüber hinaus bei der Förderung alternativer Technologien meist vergessen wird, sind deren „Opportunitätskosten“: der entgangene Nutzen aus anderen, wegen der Erneuerbaren-Förderung nicht getätigten, aber eventuell rentableren Investitionen. Bei Differenzkosten von rund 120 Milliarden Euro für alle seit 2000 in Deutschland installierten Solaranlagen (Tabelle 2) und etwa ebenso hohen, bereits feststehenden weiteren Förderkosten, die für die heute installierten Anlagen noch zu zahlen sind, muss zwingend die Frage gestellt werden, ob diese gewaltige Summe nicht besser hätte investiert werden können. Dazu zählen insbesondere die Entwicklung neuer Energieerzeugungs- und -speichertechnologien, für welche im Klima- und Transformationsfonds wesentlich mehr Geld zur Verfügung gestanden hätte, wenn auf die massive Förderung der Photovoltaik verzichtet worden wäre.

Die Frage, was eine Nation dafür aufgeben muss, also die Frage nach der Verwendung substanzieller Mittel für alternative Zwecke, wird von der Politik selten gestellt. Dies ist umso bedauerlicher, als zu erwarten ist, dass Investitionen in viele andere Zwecke wie Bildung, Forschung und Infrastruktur, allen voran die Digitalisierung, die Wohlfahrt und Beschäftigung eines Landes langfristig wesentlich stärker steigern als die flächendeckende Verbreitung alternativer Technologien, die aufgrund von Effizienz- und Kostennachteilen auch zum jetzigen Zeitpunkt teils noch immer der Förderung in Form von Einspeisevergütungen oder Marktprämien bedürfen, ergo zum Teil noch immer nicht wettbewerbsfähig sind. Bei allen ökologischen Vorteilen, die die Förderung der erneuerbaren Energien durch die Verdrängung fossiler Stromerzeugung und die damit einhergehende Verringerung lokaler negativer externer Umwelteffekte bringt, müssen sich Politik, Befürworter, Verbraucher und Steuerzahler die Frage stellen, welchen Preis sie dafür bezahlen und welchen sie zu zahlen bereit sind.

Es ist aus verteilungspolitischer Sicht sehr zu begrüßen, dass die dreistelligen Förderkosten des bisherigen Ausbaus der Erneuerbaren in den kommenden zwei Jahrzehnten nicht mehr von den Stromverbrauchern mit ihrer Stromrechnung bezahlt werden müssen, sondern seit Mitte 2022 aus dem Klima- und Transformationsfonds bestritten werden. Damit wurde ein systematischer Fehler in der Finanzierung der Energiewende beseitigt: Einkommensschwache Haushalte sollten ebenso wenig für den Ausbau der Erneuerbaren aufkommen müssen wie für die Förderung der Kraftwärmekopplung via KWK-Umlage, welche nach wie vor mit der Stromrechnung zu

bezahlen ist, ebenso wie viele andere Fördertatbestände, etwa der Netzausbau vor deutschen Küsten.

Wenngleich durch eine Fondsfinanzierung die zuvor beschriebenen Verdrängungseffekte und negativen Wirkungen auf andere Sektoren infolge höherer Stromkosten entfallen, bleibt auch diese Art der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus nicht ohne negative Auswirkungen: Die im Klima- und Transformationsfonds für das Jahr 2024 vorgesehenen rund 12 Milliarden Euro als Ausgleich für die entfallene EEG-Umlage stehen für andere Zwecke nicht zur Verfügung, zum Beispiel für das im Koalitionsvertrag der Ampelregierung festgelegte, aber bislang nicht umgesetzte Klimageld. Es soll laut Koalitionsvertrag den Bürgerinnen und Bürgern zum Ausgleich der Lasten aus der nationalen CO₂-Bepreisung ausgezahlt werden.

Allerdings ist für die für das Jahr 2024 erwarteten 10,9 Milliarden Euro an Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung bislang kein sozialer Ausgleich vorgesehen. Wenn die Bevölkerung trotz höherer Heiz- und Tankausgaben infolge einer steigenden CO₂-Bepreisung nicht entlastet wird, hat sie folglich weniger Geld für andere Ausgaben zur Verfügung. Die fehlende Entlastung hat negative Beschäftigungs- und Wohlfahrtseffekte zur Folge, die diffuser Natur sind, weil sie sich über die gesamte Wirtschaft und Gesellschaft verteilen, und die daher auch schwer beobachtbar und kaum ursächlich zuzuordnen sind. Dennoch sind das substantielle Effekte in Milliardenhöhe, die nicht übersehen und verschwiegen werden sollten.

Entsprechend weniger Geld steht für den Ausbau des Schienennetzes zur Verfügung sowie für andere Infrastrukturinvestitionen und die Digitalisierung, die als Zukunftsinvestitionen vielversprechender erscheinen als ein forcierter Ausbau der Erneuerbaren: In immer mehr desselben zu investieren, wird aus Risikogründen im Investmentbanking tunlichst vermieden. Dieses Prinzip sollte sich auch die Politik zu eigen machen.

Ein expliziter Schwerpunkt Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und -speichertechnologien, der bei dem Namen und Zweck des Fonds getrost erwartet werden darf, ist bedauerlicherweise gar nicht vorgesehen. Sicherlich ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass es durch einen solchen Schwerpunkt zur Entwicklung einer die Energiewende revolutionierenden Technologie käme, die es künftig ermöglichen würde, kostengünstigen emissionsarmen Strom im Überfluss zu produzieren und dadurch das Ziel der Treibhausgasneutralität spielend zu erreichen. Dennoch sollte eine solche Chance nicht von vorneherein dadurch ausgeschlossen werden, dass keine substantiellen staatlichen Mittel dafür eingesetzt werden.

6 Zusammenfassung und Fazit

Der Ausbau der Erneuerbaren hat bis Ende des Jahres 2022 knapp 300 Mrd. Euro an Förderkosten verursacht, für die kommenden beiden Jahrzehnte stehen wegen den bis zu 21 Jahren garantierten Vergütungen für die Erzeugung grünen Stroms Zahlungsverpflichtungen in ähnlicher Größenordnung bereits fest. Mit dem nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik weitere hohe Kosten in Kauf, die über die bislang bereits feststehenden rund 600 Mrd. Euro deutlich hinausgehen können.

Aus verteilungspolitischer Perspektive ist es zu begrüßen, dass diese Kosten nicht mehr von den Stromverbrauchern per Stromrechnung bezahlt werden müssen, sondern seit Mitte 2022 aus dem Klima- und Transformationsfonds, das heißt aus Steuermitteln, bestritten werden. Ob künftig eine ausreichende Finanzierung aus dem Fonds gewährleistet ist, erscheint angesichts der 60 Milliarden Euro, die dem Fonds nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom November 2023 weniger zur Verfügung stehenden, jedoch fraglich. Die Konkurrenz um die Fonds-Mittel hat sich dadurch massiv verschärft. Es ist zu befürchten, dass ebenfalls aus dem Fonds finanzierte Investitionen in die Infrastruktur, etwa die Schienen- oder die digitale Infrastruktur, zu kurz kommen werden, weil die weiter zunehmenden Kosten für den Erneuerbaren-Ausbau keine Investitionsspielräume mehr lassen. So dürften die im Wirtschaftsplan des Klima- und Transformationsfonds für das Jahr 2024 angesetzten 10,6 Mrd. Euro zum Ausgleich für die entfallene EEG-Umlage nach Prognosen der vier großen Netzbetreiber der Hochspannungsübertragungsnetze in Deutschland, 50Hertz, Amprion, Tennet und TransnetBW, bei weitem nicht ausreichen und um mindestens 8 Mrd. Euro zu niedrig ausfallen.

Vor diesem Hintergrund wurde im vorliegenden Beitrag eine Kosten-Nutzen-Abschätzung des Erneuerbaren-Ausbaus in Deutschland vorgenommen. Eine solche Kosten-Nutzen-Analyse ist auch deshalb unabdingbar, weil weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe nicht in den 600 Mrd. Euro enthalten sind, insbesondere die zu erwartenden hohen Belastungen aus der geplanten Wärmewende sowie die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in diesem starken Maße nötigen Ausbau der Hochspannungsüberlandleitungen sowie der Niederspannungsnetze. So geht der neue Netzentwicklungsplan (NEP 2023) davon aus, dass allein für den Ausbau der Hochspannungsüberlandleitungen 128,3 Milliarden Euro benötigt werden, rund 41,6 Milliarden für die Leitungen an Land und 86,7 Milliarden für das Offshore-Netz zur Anbindung von Offshore-Windparks.

Die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis 2050 wurden von der dena-Leitstudie auf 1,1 bis 1,9 Billionen Euro beziffert (dena 2018). Die

hier dargestellten Kostenabschätzungen deuten darauf hin, dass die zusätzlichen Kapitalkosten eher bei zwei Billionen als bei einer Billion Euro liegen dürften. Diese Einschätzung wird durch eine Studie der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften, der Leopoldina und der Akademienunion aus dem Jahr 2017 bestätigt: Innerhalb der 33 Jahre bis zum Jahr 2050 seien im Mittel etwa 60 Milliarden Euro pro Jahr für die Energiewende aufzubringen (acatech 2017: 50).

Im Gegensatz zu den hohen Kosten nimmt sich der Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien eher bescheiden aus. Dies gilt insbesondere für die Bruttobeschäftigungswirkungen, die vor allem temporärer, nicht dauerhafter Natur sind: Nach Installation der Erneuerbaren-Anlagen sind vergleichsweise wenig Arbeitskräfte für die Wartung und Betrieb der Anlagen nötig. Was darüber hinaus bei der Förderung alternativer Technologien meist vergessen wird, sind deren „Opportunitätskosten“: der entgangene Nutzen aus anderen, wegen der Erneuerbaren-Förderung nicht getätigten, aber eventuell rentableren Investitionen. Bei einem Förderaufwand von rund 120 Milliarden Euro für alle seit 2000 in Deutschland installierten PV-Anlagen und etwa ebenso hohen weiteren Förderkosten, die für die installierten Anlagen noch zu zahlen sind, muss zwingend die Frage gestellt werden, ob diese Summe nicht besser hätte investiert werden können.

Dazu zählen beispielsweise Ausgaben für die Energieforschung, für welche wesentlich mehr Geld zur Verfügung stehen würde, wenn auf die übermäßige Förderung der Photovoltaik in der Vergangenheit verzichtet worden wäre. Würde das EEG alsbald abgeschafft und der Ausbau der Erneuerbaren dem Markt überlassen werden, könnte mit einem Bruchteil der dadurch eingesparten finanziellen Mittel die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forciert werden. Doch für eine massiv intensivierete Forschung und Entwicklung sind im Klima- und Transformationsfonds bedauerlicherweise keine Mittel mehr vorhanden.

Vor diesem Hintergrund sollte beim weiteren Erneuerbaren-Ausbau streng auf Kostendisziplin geachtet werden, indem die Bundesnetzagentur zukünftig ausschließlich technologie neutrale, statt technologiespezifischer Ausschreibungen für den Erneuerbaren-Ausbau vornimmt. Dadurch kommen nur noch die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge, aber es bleiben Spielräume für weitere Zukunftsinvestitionen, die das Wachstumspotential der deutschen Volkswirtschaft möglicherweise stärker beflügeln können als der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Anhang

Tabelle A1: Stromerzeugungskapazitäten in Gigawatt

Jahr	Wasser- Kraft	Photo- voltaik	Windkraft an Land	Windkraft auf See	Bio- Masse	Übrige	Erneuer- bare	Konven- tionelle Kapazitäten
2000	4,8	0,1	6,1	0	0,7	0,3	12,0	107,5
2001	4,8	0,2	8,8	0	0,8	0,3	14,9	106,8
2002	4,9	0,3	12,0	0	1,0	0,3	18,5	100,9
2003	5,0	0,4	14,4	0	1,5	0,4	21,7	99,4
2004	5,2	1,1	16,4	0	1,8	0,4	24,9	100,9
2005	5,2	2,1	18,2	0	2,5	0,4	28,4	98,8
2006	5,2	2,9	20,5	0	3,2	0,4	32,2	98,4
2007	5,2	4,2	22,1	0	3,6	0,4	35,5	99,8
2008	5,2	6,1	22,8	0	3,9	0,5	38,5	101,7
2009	5,3	10,6	25,7	0	5,1	0,5	47,2	101,3
2010	5,4	18,0	26,8	0,1	5,8	0,5	56,6	104,0
2011	5,6	26,0	28,5	0,2	6,7	0,5	67,5	89,1
2012	5,6	34,0	30,7	0,3	7,0	0,5	78,1	89,8
2013	5,6	36,7	33,0	0,5	7,5	0,5	83,8	91,5
2014	5,6	37,9	37,6	1,0	7,7	0,5	90,3	98,6
2015	5,6	39,2	41,3	3,3	8,0	0,5	97,9	98,1
2016	5,6	40,7	45,3	4,2	8,2	0,5	104,5	99,8
2017	5,6	42,3	50,2	5,4	8,6	0,5	112,6	94,6
2018	5,3	45,2	52,3	6,4	9,1	0,6	118,9	95,0
2019	5,4	48,9	53,2	7,6	9,4	0,6	125,1	90,9
2020	5,5	54,4	54,3	7,8	9,8	0,6	132,4	91,5
2021	5,5	60,1	56,0	7,8	9,9	0,6	139,9	79,2
2022	5,5	67,4	58,1	8,1	10,0	0,6	149,7	80,7

Quellen: BMWK (2021b), BMWK (2023a). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Zahlen für 2021 und 2022 stammen von der Bundesnetzagentur (SMARD.de) (2023) (Stand: 19.07.2023).

Tabelle A2: Stromerzeugung mit regenerativen Technologien in Milliarden Kilowattstunden

Jahr	Wasser- kraft	Photo- voltaik	Windkraft an Land	Windkraft auf See	Biomasse	Übrige	Insgesamt
2000	24,9	0,0	9,5	0,0	1,6	1,8	37,8
2001	23,2	0,1	10,5	0,0	3,3	1,9	39,0
2002	23,7	0,2	15,8	0,0	4,5	1,9	46,1
2003	18,3	0,3	19,1	0,0	6,7	2,2	46,6
2004	20,7	0,6	26,0	0,0	8,4	2,3	58,0
2005	19,6	1,3	27,8	0,0	11,5	3,3	63,5
2006	20,0	2,2	31,3	0,0	15,0	3,9	72,4
2007	21,2	3,1	40,5	0,0	20,1	4,5	89,4
2008	20,4	4,4	41,4	0,0	23,3	4,7	94,2
2009	19,0	6,6	39,4	0,0	26,6	4,3	95,9
2010	21,0	11,7	38,4	0,2	29,2	4,8	105,3
2011	17,7	19,6	49,3	0,6	32,1	4,8	124,1
2012	21,8	26,4	50,9	0,7	38,3	5,0	143,1
2013	23,0	31,0	51,8	0,9	40,1	5,5	152,3
2014	19,6	36,1	57,0	1,5	42,2	6,2	162,6
2015	19,0	38,7	72,3	8,3	44,6	5,9	188,8
2016	20,5	38,1	67,7	12,3	45,0	6,1	189,7
2017	20,2	39,4	88,0	17,7	45,0	6,1	216,4
2018	17,7	45,8	90,5	19,5	44,7	6,3	224,5
2019	19,7	46,4	101,2	24,7	44,4	6,0	242,4
2020	18,3	50,6	103,7	27,3	44,9	6,0	250,8
2021	14,5	46,6	89,4	24,0	39,5	1,5	215,5
2022	12,4	55,3	100,6	24,7	39,5	1,2	233,7
Summe	456,4	504,5	1.222,1	162,4	650,5	96,2	3.092,1
Anteile	14,8%	16,3%	39,5%	5,3%	21,0%	3,1%	100,0%

Quellen: BMWK (2021b). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Zahlen für 2021 und 2022 stammen von der Bundesnetzagentur (SMARD.de) (2023) (Stand: 19.07.2023)

Tabelle A3: Negative Strompreise in Deutschland in Euro pro Megawattstunde

Jahr	Minimum	Durchschnittlich	Relativer Anteil negativer Preise mit Preisen zwischen -0,01 bis -0,99 Euro
2015	-79,94	-9,00	--
2016	-130,09	-17,81	19%
2017	-83,06	-26,47	18%
2018	-76,01	-13,73	21%
2019	-90,01	-17,27	17%
2020	-83,94	-43,09	17%
2021	-69,00	-27,12	24%
2022	-19,04	-3,45	58%

Quellen: Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI, ZSW, CONSENTEC GmbH, BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. (2015) Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG; SMARD (2020) Negative Strompreise. (<https://www.smard.de/page/home/topic-article/204970/15412>); BHKW-Infozentrum (2023) Negative Strompreise – Fakten und Statistiken. (<https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/negative-strompreise-fakten-und-statistiken.html>); BEE (2023) Umstellung des Fördermechanismus von einer Zeit- in eine Mengenförderung. (<https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/umstellung-des-foerdermechanismus-von-einer-zeit-in-eine-mengenfoerderung>).

Tabelle A4: Stromerzeugung, Stromverbrauch, Stromimport und -export sowie Stromaustauschsaldo in Milliarden Kilowattstunden

Jahr	Stromerzeugung	Stromverbrauch	Import	Export	Import-Export-Saldo
2000	572,0	575,1	45,1	42,1	3,1
2001	581,9	580,6	43,5	44,8	-1,3
2002	581,0	582,6	46,2	45,5	0,7
2003	604,2	596,2	45,8	53,8	-8,1
2004	611,8	604,5	44,2	51,5	-7,3
2005	615,8	607,3	53,4	61,9	-8,5
2006	632,8	613,0	46,1	65,9	-19,8
2007	633,8	614,6	44,3	63,4	-19,1
2008	633,7	612,2	40,2	62,7	-22,4
2009	590,0	575,7	40,6	54,9	-14,3
2010	626,5	608,8	42,2	59,9	-17,7
2011	606,5	600,2	49,7	56,0	-6,3
2012	622,8	599,7	44,2	67,3	-23,1
2013	631,4	597,6	38,4	72,2	-33,8
2014	619,8	584,2	38,9	74,4	-35,6
2015	640,0	588,2	33,6	85,4	-51,8
2016	642,9	589,2	27,0	80,7	-53,7
2017	645,3	590,3	28,4	83,4	-55,0
2018	634,4	583,2	31,5	82,7	-51,2
2019	601,6	566,7	39,6	74,5	-34,9
2020	576,1	546,1	47,6	68,6	-21,0
2021	584,2	563,0	51,8	73,1	-21,3
2022	575,2	546,3	49,9	78,8	-28,9
Summe	14.063,7	13.525,3	972,2	1.503,5	-531,3

Quelle: BDEW (2023).

Tabelle A5: Treibhausgasvermeidung durch Erneuerbare in CO2-Äquivalenten und Emissionsvermeidungskosten

Jahr	Emissionsvermeidung in Millionen Tonnen	EEG-Differenzkosten in Milliarden Euro	Vermeidungskosten in Euro pro Tonne
2000	33,174	666	20,1
2001	35,935	1,140	31,7
2002	41,889	1,664	39,7
2003	41,437	1,766	42,6
2004	50,411	2,431	48,2
2005	53,943	2,998	55,6
2006	52,396	3,767	71,9
2007	62,104	4,338	69,9
2008	61,715	4,818	78,1
2009	65,081	5,301	81,5
2010	71,393	9,527	133,4
2011	87,371	12,777	146,2
2012	89,525	16,056	179,4
2013	92,679	17,423	188,0
2014	108,617	19,295	177,6
2015	128,915	21,913	170,0
2016	129,558	22,210	171,4
2017	141,122	23,196	164,4
2018	146,751	23,101	157,4
2019	171,803	25,535	148,6
2020	178,820	28,385	158,7
2021	164,844	26,353	159,9
2022	177,140	19,799	111,8
Summe	2 186,6	294,453	134,7

Quellen: BMWK (2021) EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022 (Stand: 15.10.2021); AGEE-Stat: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand 09/2023)

Tabelle A6: Anzahl der Beschäftigten in der Erneuerbaren-Branche

Jahr	Geothermie	Wasserkraft	Solarenergie	Biomasse	Windkraft	Summe
2000	2.100	12.300	8.800	36.500	45.200	104.900
2004	3.800	8.700	35.400	64.500	66.200	178.600
2007	12.500	14.200	54.800	112.700	87.800	282.000
2011	18.100	12.100	156.700	121.800	107.000	415.700
2012	17.900	10.800	126.300	116.300	126.400	397.700
2015	18.200	8.300	48.000	112.000	152.600	339.100
2016	19.800	7.900	44.300	111.000	167.700	350.700
2017	20.500	6.300	39.900	105.600	146.200	318.500
2018	22.200	5.900	42.000	115.900	130.500	316.500
2019	23.500	6.200	48.900	108.400	122.000	309.000
2020	29.700	6.400	57.300	116.000	128.800	338.200
2021*	35.900	5.700	58.500	113.800	130.200	344.100

*vorläufig für 2021. Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (2023) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2000 bis 2021, Stand: 31.05.2022.

7 Literatur

acatech (2017) Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Leopoldina, Akademienunion, 14. November 2017. <https://www.acatech.de/publikation/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende/>

AGEB (2023) Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland, Daten für die Jahre von 1990 bis 2022. Stand: November 2023. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf

AGEB (2022) Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.. Stand: 14.02.2022. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf

Aust, B. und Morscher C. (2017) Negative Strompreise in Deutschland. Wirtschaftsdienst, 97(4), 304-306.

BDEW (2023) Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stand: 25.05.2023. <https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/>

BHKW-Infozentrum (2024) Negative Strompreise - Fakten und Statistiken, Stand: 16.01.2024. <https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/negative-strompreise-fakten-und-statistiken.html>

Blümm, F. (2022) Dunkelflaute: Wie ernst ist der Ausfall von Wind & Solar?. Tech for Future, 21.04.2022. https://www.tech-for-future.de/dunkelflaute/#Statistik_Wie_haeufig_sind_lange_Dunkelflauten

BMU (2009) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008 – eine erste Abschätzung, Stand: 6. März 2009. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), bearbeitet von O’Sullivan, M. (DLR), Edler, D. (DIW), Ottmüller, M. (ZSW), Lehr, U (GWS). https://web.archive.org/web/20110921134452/http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bruttobeschaeftigung_08_bf.pdf

BMWA (2004) Zur Förderung erneuerbarer Energien, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin. Dokumentation Nr. 534.

BMWK (2023a) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: 02.2023.

BMWK (2023b) Aktueller Stand des Netzausbaus. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: 03.2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BMWK (2022) Überblickspapier Osterpaket. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 06.04.2022.

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12

BMWK (2021a) EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Stand: 15.10.2021.

BMWK (2021b) Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: 27.09.2021.

BMWK (2019) Energiedaten: Gesamtausgabe, Grafiken. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: 10.2019.

BNetzA (2023) Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA (2022) Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023. Pressemitteilung Bundesnetzagentur, 27.12.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html

BNetzA (2020) EEG in Zahlen 2019. Bundesnetzagentur, Stand: 09.2020. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BNetzA/Bundeskartellamt (2022) Monitoringbericht 2022. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn. 14.12.2022. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>

dena (2018) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

EID (2023) BP und TotalEnergies zahlen 12,6 Milliarden für Offshore-Flächen. Energie Informationsdienst 29/23, 17.07.2023.

- Frondel, M. (2023) Deutschlands Energiewende: Vom Kopf auf die Füße stellen!. In: Die Wirtschafts-Welt steht Kopf. Herausgeber: Norbert Berthold und Jörn Quitzau, Vahlen.
- Frondel, M., Kussel, G., Sommer, S., Vance, C. (2019) Local Cost for Global Benefit: The Case of Wind Turbines. Ruhr Economic Papers No. 791. <https://www.rwi-essen.de/publikationen/wissenschaftlich/ruhr-economic-papers/detail/local-cost-for-global-benefit-the-case-13>
- Frondel, M., Schmidt, C. M., Vance, C. (2014) Revisiting Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. Economic Analysis and Policy 44 (1), 3-13.
- Frondel, M., Ritter, N., Schmidt, C.M., Vance, C. (2010), Die ökonomischen Wirkungen der Förderung Erneuerbarer Energien: Erfahrungen aus Deutschland. Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 59 (2), 107-133.
- Frondel, M., Kambeck, R., Schmidt, C. M. (2007) Steinkohlenbergbau: Subventionierung um jeden Preis? List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 33 (1): 1-17.
- Graichen, P., Hermann, H. Litz, P., Matthes, F. (2018) Vom Wasserbett zur Badewanne: Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren. Analyse der Agora Energiewende und des Öko-Instituts. Juli 2018. https://www.agora-energieende.de/fileadmin/Projekte/2018/Reform_des_Europaeischen_Emissionshandels_2018/Agora_Energiewende_Vom_Wasserbett_zur_Badewanne_WEB.pdf
- Hoffmann, P., Mier, M. (2022) Wind Turbine Placement and Externalities. ifo Working Papers No. 369. <https://www.ifo.de/DocDL/wp-2022-369-hoffmann-mier-wind-power.pdf>
- IEA (2007) Energy Policies of IEA Countries: Germany, 2007 Review. Internationale Energieagentur, OECD, Paris.
- Morthorst, P. E. (2003) National environmental targets and international emission reduction instruments. Energy Policy 31 (1), 73-83.
- NEP (2023) Zweiter Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht. 12. Juni 2023. <https://www.netzentwicklungsplan.de/nachrichten/zweiter-entwurf-des-nep-20372045-2023-veroeffentlicht>.
- Next Kraftwerke (2023) Was sind negative Strompreise und wie entstehen sie?. Next Kraftwerke GmbH. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/negative-strompreise>
- REN21 (2015) Renewables 2015: Global Status Report. REN21 Global Secretariat, Paris.
- Schiffer, H.-W. (2019) Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (2), 71-84.

Schwarz, H. (2022) Green-Washing hilft dem Klima nicht. Trend — Magazin für Soziale Marktwirtschaft 4/2022, 20-23.

Stadelmann, D. (2023) Wetterabhängiger Billigstrom als deutsche Energiestrategie?. Wirtschaftliche Freiheit. <https://wirtschaftlichefreiheit.de/wordpress/?p=34946>

UBA (2023) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Umweltbundesamt, 09.03.2023.
<https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

UBA (2022) Trendtabellen Treibhausgasemissionen. Umweltbundesamt.
www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx.

Weimann, J. (2020) Elektroautos und das Klima: die große Verwirrung. Wirtschaftsdienst 100 (11), 890–895.
<https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2020/heft/11/beitrag/elektroautos-und-das-klima-die-grosse-verwirrung.html>