

1 Deutschlands Energiewende: Nicht zur Nachahmung zu empfehlen!

Manuel Frondel¹

Zusammenfassung

Deutschlands Energiewende beschränkt sich weitgehend auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, vor allem der Photovoltaik und Windkraft. Trotz immens hoher Kosten zeigt dies jedoch wenig Erfolge: Die lange Zeit hoch subventionierte Photovoltaik brachte es im Jahr 2021 lediglich auf einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 1,5 %, die Windkraft hatte einen Anteil von 3,4 %. Es ist offenkundig, dass die für das Jahr 2045 angestrebte Nettotreibhausgasneutralität nicht allein mit Hilfe der Erneuerbaren sowie den dafür unverzichtbaren Energiespeichertechnologien erreicht werden kann. Dennoch behält Deutschland den eingeschlagenen Weg bei, gemessen an den verschärften Erneuerbaren-Zielen sogar mit massiv forciertem Tempo. Anstatt sich immer ehrgeizigere Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau vorzugeben, bräuchte Deutschland eine fundamental andere energiepolitische Strategie, die darauf abzielt, das Energieangebot wieder auszuweiten, und die auf Tabus wie das Verbot von Fracking verzichtet. Zudem sollten die Erneuerbaren bei den aktuell hohen Strompreisen nach Jahrzehnten der Subventionierung dem Markt überlassen werden. Mit einem Bruchteil der dadurch im Klima- und Transformationsfonds eingesparten finanziellen Mittel könnte die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forciert werden. Die künftige Energiepolitik sollte allen Technologien eine Chance geben, nicht allein jenen, die in den Augen der Mehrheit der Bevölkerung ein – nicht immer gerechtfertigtes – hohes Ansehen genießen. Vielmehr sollten künftig auch solche Technologien und Energierohstoffe genutzt werden, gegen die eine verschwindend kleine, aber lautstarke Minderheit aus ideologischen Gründen medial professionell orchestrierten Widerstand entgegensetzt und dabei auch Rechtsbrüche nicht scheut.

1 Danksagung: Der vorliegende Beitrag beruht zum Teil auf der Studie »Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen«, die von der Berenberg Bank gefördert wurde, sowie auf dem Buchbeitrag »Deutschlands Energiewende: Vom Kopf auf die Füße stellen!«, der in dem von Norbert Berthold und Jörn Quitzau herausgegebenen Buch »Die Wirtschafts-Welt steht Kopf« im Verlag Franz Vahlen erschienen ist.

1.1 Einleitung

Deutschlands Energiewende ist bislang weitgehend eine Stromwende, denn sie hat sich bis dato vorwiegend auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungstechnologien konzentriert. In anderen Bereichen, vor allem dem Verkehrssektor, wurde die Energiewende hingegen lange Zeit eher vernachlässigt. So stagnierten die Treibhausgasemissionen im Sektor Verkehr über Jahrzehnte hinweg (Vgl. Frondel, Schubert 2021), erst seit der Corona-Pandemie sind sie deutlich gesunken, um 16 auf 148 Mio. Tonnen Kohlendioxid (CO₂) im Jahr 2021 (Vgl. UBA 2022).

Im Sektor Energiewirtschaft hingegen, zu dem auch die Stromerzeugung zählt, wurden deutliche Emissionsminderungen erzielt: Dort sanken die Treibhausgasemissionen zwischen 1990 und 2021 um rund 40 % (Vgl. UBA 2022), vor allem aufgrund des durch den europäischen Emissionshandel bedingten Wechsels von älteren zu effizienteren Kohlekraftwerken sowie zu emissionsärmeren Erdgaskraftwerken, teils aber auch aufgrund der vorzeitigen Abschaltung von Kohlekraftwerken infolge des ordnungsrechtlich festgelegten Kohleausstiegs. Zur Senkung der Emissionen haben nicht zuletzt auch die alternativen Stromerzeugungstechnologien beigetragen. So stieg der Anteil des regenerativ erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2022 auf knapp 50 %, während er im Jahr 2000, als das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zur Förderung der grünen Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren eingeführt wurde, noch unter 10 % lag.

Der unter dem Begriff Energiewende firmierende ökologische Umbau der deutschen Volkswirtschaft hat den hohen Anspruch, ambitionierte Klimaziele zu verwirklichen und zugleich als internationales Vorbild auf dem Weg zur Klimaneutralität zu dienen. Ambitionierte nationale Klimaziele erscheinen angesichts der mittlerweile deutlich erkennbaren Dringlichkeit einer raschen und konsequenten Abkehr aller globalen Akteure von fossilen Energiesystemen durchaus als gerechtfertigt. Doch um als internationales Vorbild dienen zu können, müsste Deutschland diese Ziele unter ebenso ambitionierten Nebenbedingungen 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 hat die Energiewende sowohl Unternehmen als auch privaten Haushalten hohe Lasten aufgebürdet: Allein die durch das EEG seit dem Jahr 2000 geförderte grüne Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren, vor allem Windkraft und Photovoltaik (PV), hat, wie im Folgenden dargestellt wird, die privaten und betrieblichen Stromverbraucher bislang knapp 300 Milliarden Euro gekostet, ohne dass diesen hohen Kosten entsprechende ökologische und wirtschaftliche Erfolge gegenüberstehen. Beispielsweise brachte es die lange Zeit hoch subventionierte Photovoltaik im Jahr 2021 lediglich auf einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 1,5 %, auch die Windkraft hatte lediglich einen moderaten Anteil von 3,4 %.²

Dieser bescheidenen Fortschritte zum Trotz, oder vielmehr wohl gerade deswegen, setzt die Politik sich immer ehrgeizigere Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau und bürdet so sowohl der heutigen Gesellschaft als auch künftigen Generationen immer höhere finanzielle Lasten auf. Diese gesteigerten Ambitionen wurden daran sichtbar, dass das Ziel eines Erneuerbaren-Anteils am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr 2030 auf einen Anteil von 80 % erhöht wurde (Vgl. BMWK 2022a).

Anstatt sich immer ehrgeizigere Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau vorzugeben, bräuchte Deutschland allerdings eine fundamental andere energiepolitische Strategie, die stärker auf neue, ebenso emissionsarme bzw. emissionsfreie Technologien setzt, um das Energieangebot wieder auszuweiten, und auf Tabus wie das Verbot von Fracking und der CO₂-Speicherung verzichtet. Die Erneuerbaren sollten bei den aktuell hohen Strompreisen nach Jahrzehnten der Subventionierung nun dem Markt überlassen werden. Mit einem Bruchteil der dadurch eingesparten finanziellen Mittel könnte die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forciert werden. Solche Anstrengungen erscheinen unabdingbar, denn es sind neben den Erneuerbaren viele weitere Technologien nötig, da es angesichts der geringen Anteile der Erneuerbaren am Primärenergiemix offenkundig ist, dass damit das Ziel der Treibhausgasneutralität nicht erreicht werden kann.

Die folgenden Abschnitte stellen die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG sowie die Größenordnung der künftig anfallenden Kosten dar. Davon ausgehend wird dargestellt, warum und wie der Ausbau der Erneuerbaren kosteneffizienter gestaltet werden könnte. Sodann wird der Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien besprochen, bevor abschließend ein energiepolitischer Strategiewechsel vorgeschlagen wird, der unter anderem auf die folgenden Komponenten setzt: Erstens eine Erhöhung statt einer Verringerung des heimischen Energieangebots, zweitens eine massive Erhöhung der finanziellen Mittel für Forschung- und Entwicklung von neuen Energieerzeugungs- und -speichertechnologien und drittens eine generelle Technologieoffenheit anstatt Verengung des Energiemixes auf erneuerbare Technologien.

1.2 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. Tatsächlich hat es in

2 Diese Anteile ergeben sich aus dem Anteil von 15,7 %, den die erneuerbaren Energien im Jahr 2021 am Primärenergieverbrauch hatten und den Anteilen von Windkraft und Photovoltaik am Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren von 21,2 % und 9,1 % (Vgl. AGE 2022a). Entsprechende Zahlen für das Jahr 2022 liegen noch nicht vor, die Anteile von Windkraft und Photovoltaik sollten sich jedoch nur unwesentlich erhöht haben, da sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Angaben nur moderat erhöht hat, von 15,7 auf 17,2 %.

mehr als 100 Ländern Nachahmung gefunden (Vgl. 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 (► Dar. 6 im Anhang). So waren am Ende des Jahres 2022 rund 67 Gigawatt (GW) an PV-Kapazitäten installiert und etwa 66 GW an Windkraftkapazitäten, rund 58 GW an Land sowie rund 8 GW vor deutschen Küsten.

Mit dem beachtlichen Ausbau gingen immense Kosten einher. So belaufen sich die sogenannten Differenzkosten der Förderung der regenerativen Stromerzeugung seit Einführung des EEG im Jahr 2000 bislang (Stand: Ende 2022) nominal auf mehr als 294,5 Mrd. Euro (► Dar. 1).³ 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 »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 gewährt und bis Mitte des Jahres 2022 von den Stromverbrauchern in Form der EEG-Umlage mit ihrer Stromrechnung bezahlt wurden. 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 sind die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren jedoch noch längst nicht abgegolten: Zu den knapp 300 Mrd. 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 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 Summe dürfte in den kommenden zwanzig Jahren noch einmal ein ähnlich hoher dreistelliger Milliarden-Betrag für die bereits 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 unbekannten künftigen Strompreise abhängt, könnten diese Kosten sogar höher ausfallen als die bisher entrichtete Summe von knapp 300 Mrd. Euro, denn die Anfangsjahre der EEG-Förderung gingen mit vergleichsweise geringen Förderkosten aufgrund eines moderaten Ausbaus der Erneuerbaren einher (► Dar. 1).

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

Dar. 1: Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren in Millionen Euro (Quelle: BMWK 2021a. Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Die Werte für 2021 und 2022 sind Prognosen.)

| Jahr | Wasser- kraft | Photo- voltaik | Wind- kraft an Land | Wind- kraft 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 % | |

Wenn aber die hohen jährlichen Förderkosten der vergangenen Dekade auch in den kommenden zwei Dekaden in annähernd gleicher Höhe weitergezahlt werden müssen, ist es leicht möglich, dass dafür mehr als 300 Mrd. Euro fällig werden könnten. Letzteres träfe im Übrigen 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 die Größenordnung der Förderkosten für den bisherigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien auf 600 Mrd. Euro zu taxieren.

Hinzu werden weitere hohe Milliardenbeträge für jene Anlagen kommen, die seit Ende des Jahres 2022 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. Zum anderen sind die Höchstsätze für die Einspeisevergütungen bzw. die Marktpremien bei den Auktionen zum Errichten von Solar- und Windkraftanlagen durch die Bundesnetzagentur im vergangenen Jahr deutlich erhöht worden (Vgl. 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 (Vgl. BNetzA/Bundeskartellamt 2022, S. 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. Bei solchen Auktionen wird ein bestimmtes Ausbaut Volumen einer regenerativen Stromerzeugungstechnologie durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben und es kommen nur diejenigen Investoren zum Zuge, die für die von ihnen zu installierenden Kapazitäten an Erneuerbaren-Anlagen mit die geringsten garantierten Vergütungen für den damit erzeugten grünen Strom in Anspruch nehmen. Diese Vergütungen müssen aus dem sogenannten Klima- und Transformationsfonds (KTF) bestritten werden, einem neben dem Bundeshaushalt bestehenden Sondervermögen, dem nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom 15.11.2023 nun 60 Mrd. Euro fehlen. Diese wurden laut Urteil in illegitimer Weise von der Ampelregierung aus der Zeit der Corona-Pandemie in den Fonds transferiert. (Das Urteil macht deutlich, dass bei diesem Fonds anstatt von Sondervermögen besser von einem Schulden- bzw. Kreditermächtigungsfonds gesprochen werden sollte.)

Die seit dem Bundesverfassungsgerichtsurteil sehr gravierenden, aber bereits im Sommer 2023 offen zu Tage getretenen Engpässe bei der Finanzierung der aus dem Klima- und Transformationsfonds zu bestreitenden Maßnahmen, zu denen auch der Ausbau der Erneuerbaren gehört, verdeutlichen, dass dabei Kostendisziplin höchst angebracht wäre. Nach dem aktuellen Wirtschaftsplan sind für die kommenden vier Jahre Ausgaben von rund 210 Mrd. Euro vorgesehen, die aus

diesem Fonds bestritten werden sollen. Dennoch scheinen diese Mittel bereits heute nicht auszureichen, um alle Ausgabenwünsche zu erfüllen, etwa zunächst in Frage stehende Zuschüsse für die Deutsche Bahn zur Förderung der Verkehrswende.⁴

1.3 Auch der künftige Ausbau der Erneuerbaren könnte teuer werden

Beim künftigen Ausbau der Erneuerbaren scheint Kostendisziplin aber wohl kein vordringliches Kriterium zu sein. Darauf deutet vor allem hin, dass bislang fast ausschließlich technologiespezifische anstatt technologie neutrale Ausschreibungen stattfinden. Würde die Politik hohe Ausbaukosten in Zukunft 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 hier besonders die übermäßige Förderung der Photovoltaik (Vgl. Frondel, Schmidt, Vance 2014), ehemals eine der teuersten Stromerzeugungstechnologien, aber heute in Form von Solarparks nahe der Wettbewerbsfähigkeit. So hat der starke PV-Ausbau, vor allem in den Jahren 2010 bis 2012, bislang rund 121 Mrd. Euro an Förderkosten verursacht (► Dar. 1). Damit beanspruchte die Photovoltaik den weitaus größten Anteil von über 40 % der bereits beglichenen Differenzkosten. Deutlich geringer hingegen fiel der Anteil der Solarstromerzeugung an der Produktion von grünem Strom seit Einführung des EEG im Jahr 2000 aus: Dieser Anteil betrug lediglich rund 16 % (► Dar. 7 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 % (► Dar. 1).

Es gibt weitere Hinweise, die darauf hindeuten, dass auch künftig wenig auf die Zubau-Kosten geachtet wird. Eine grobe Vorstellung von deren Größenordnung lässt sich dadurch gewinnen, dass man Abschätzungen des BMWK (2022a) zu Rate zieht. Demnach würde das Erneuerbaren-Ziel für das Jahr 2030, das einen Grünstrom-Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch vorsieht, implizieren, dass dann rund 600 Mrd. kWh an grünem Strom produziert werden müssen. Das würde beinahe eine Verdreifachung gegenüber dem Jahr 2021 bedeuten, als 234 Mrd. kWh an grünem Strom erzeugt wurden (Vgl. AGE 2022b).

4 Erschwerend kommt hinzu, dass damit gerechnet werden muss, dass die Transferierung von 60 Mrd. Euro an Kreditermächtigungen aus der Corona-Zeit in den Klima- und Transformationsfonds vom Bundesverfassungsgericht als nichtlegitime Umgehung der Schuldenbremse gewertet werden könnte. Sämtliche Finanzierungen aus dem Klima- und Transformationsfonds, aus dem auch 20 Mrd. Euro an Hilfen zur Ansiedlung der Chip-Industrie in Deutschland bestritten werden sollen, stehen damit auf wackligen Füßen.

Das Erreichen des 80-Prozent-Ziels stellt somit eine gewaltige Herausforderung dar, sowohl in finanzieller als auch in technischer Hinsicht. Daher muss damit gerechnet werden, dass die finanziellen Mittel des Klima- und Transformationsfonds, aus dem die Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren derzeit 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, insbesondere die massive Förderung von Wärmepumpen, aus dem Klima- und Transformationsfonds bestritten werden sollen.

Aus allen diesen Gründen ist es um die Sozialverträglichkeit der Energiewende schlecht bestellt. So ist es mehr als fraglich, ob der Fonds künftig ausreichende finanzielle Mittel beinhalten wird, um das sogenannte Klimageld zu finanzieren. Dieses ist im Koalitionsvertrag (2021) der Ampelregierung festgehalten worden, um damit den Bürgerinnen und Bürgern einen Ausgleich zur nationalen CO₂-Bepreisung zu gewähren. Durch die CO₂-Bepreisung wird seit dem Jahr 2021 der Verbrauch fossiler Kraft- und Brennstoffe zum Zwecke des Klimaschutzes verteuert. Noch immer aber wird kein Klimageld an die Bürgerinnen und Bürger ausgezahlt. Das dürfte in den nächsten Jahren auch so bleiben, denn im sich über vier Jahre, von 2024 bis 2027 erstreckenden Wirtschaftsplan gibt es keine Ausgabenposition für das Klimageld.

1.4 Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren, statt weiter anschwellender Kostenlawine

All dies ist umso erstaunlicher, als der Ausbau der Erneuerbaren wesentlich kostengünstiger erreicht werden könnte. So werden Solarparks schon oftmals ohne jegliche Inanspruchnahme von garantierten Vergütungen gebaut, ohne dass die Investoren an entsprechenden Auktionen teilnehmen. Bereits in den Jahren 2017 und 2018 gab es Ausschreibungen zur Errichtung von Windparks vor deutschen Küsten, bei denen einige Bieter wie die EnBW keine garantierten Vergütungen in Anspruch genommen haben (Vgl. BNetzA 2020, S. 77).

Und bei der Offshore-Auktion zum Bau von 7-GW-Windparks in Nord- und Ostsee am 1. Juni 2023 haben die Bieter nicht nur gänzlich auf garantierte Vergütungen verzichtet. Nachdem neun Null-Cent-Gebote abgegeben wurden, wurden in einer nachfolgenden Versteigerungsrunde insgesamt 12,6 Mrd. Euro geboten (Vgl. EID 2023, S. 4), um auf den ausgeschriebenen Flächen Offshore-Windparks errichten zu dürfen. So kann der Staat, in diesem Fall die Bundesnetzagentur als staatliche Institution, ähnlich wie bei der Versteigerung der Mobilfunkfrequenzen sogar erhebliche Einnahmen erzielen.⁵

5 Mit 90 % der Auktionserlöse 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.

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 starke negative externe Effekte einher, etwa negative Wirkungen von Windkraftanlagen auf die Preise angrenzender Immobilien (Vgl. Frondel et al. 2019).

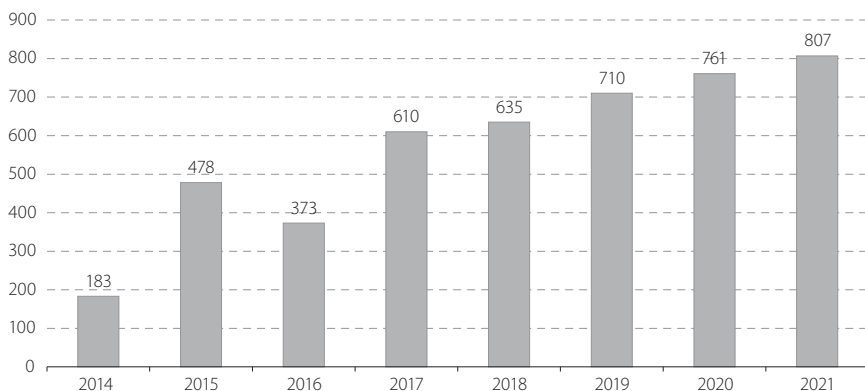
Will man die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren und die damit zusammenhängenden Folgekosten, beispielsweise Entschädigungszahlungen für die Abschaltung von Erneuerbaren-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, wenn andernfalls ein Überangebot an Strom das Netz überlasten würde, nicht weiter ausufern lassen, wäre es ratsam, die stark forcierte Ausbaustrategie grundsätzlich zu überdenken. So sollte angesichts des im Vergleich zu den Jahren der Corona-Pandemie um ein Vielfaches höheren Strompreinsniveaus an den Strombörsen der Ausbau der Erneuerbaren dem Markt überlassen werden. In anderen Worten: Das EEG sollte abgeschafft werden. Dadurch würde der Erneuerbaren-Ausbau keineswegs zum Erliegen kommen. Ohne dieses Förderregime würden künftig aber wohl vor allem Windparks vor deutschen Küsten und große Solarparks errichtet werden, der Erneuerbaren-Ausbau würde in den kommenden Jahren voraussichtlich weit 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 ohne Rücksicht auf die Kosten auf breiter Front und mit erhöhtem Tempo 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 immer weiter angestiegen (► Dar. 2). Diese Entschädigungszahlungen 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 (Vgl. BNetzA 2023, S. 5) Diese Tendenz würde sich bei einem beschleunigten Erneuerbaren-Ausbau weiter fortsetzen, falls keine Gegenmaßnahmen getroffen würden.

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 (Redispatch) sowie der Einsatz und die Vorhaltung der in der Netzreserve befindlichen konventionellen Kraftwerke gehören, lagen im Jahr 2021 bei rund 2,3 Mrd. Euro. Dies ist gegenüber den Kosten von 1,4 Mrd. Euro im Jahr 2020 ein Anstieg von über 50 % (Vgl. BNetzA/Bundeskartellamt 2022, S. 6).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

⁶ Unter Redispatch wird die Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten verstanden.

haben sich wegen der steigenden Brennstoffkosten bei Erdgas und Steinkohle massiv erhöht, auf rund 1,9 Mrd. Euro. Im Jahr 2021 lagen die Redispatch-Kosten mit rund 1,2 Mrd. Euro noch deutlich niedriger.



Dar. 2: Geschätzte Entschädigungszahlungen für das Abschalten von Erneuerbaren-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Millionen Euro (Quelle: BNetzA/Bundeskartellamt 2022, S. 80)

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 (Vgl. Next Kraftwerke 2023). Dies ist häufig an Feiertagen oder Sonntagen der Fall. In solchen Situationen eines hohen Überangebots an Strom erhalten die Abnehmer von Strom diesen nicht nur umsonst, sie bekommen sogar noch eine Abnahmeprämie in Form des negativen Strompreises bezahlt.

Obleich man erwarten würde, dass diese negativen Anreize dafür sorgen sollten, dass Stromproduzenten ihre Produktion drosseln und damit helfen, die Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Strompreise zu verringern, lassen sich diese aus technischen, regulatorischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht immer vermeiden, weil Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen bislang wenig Anreize haben, in solchen Situationen ihre Stromproduktion zu drosseln und die Betreiber konventioneller Kraftwerke einer Vielzahl an Restriktionen und Auflagen unterliegen, die eine flexible Fahrweise des Kraftwerks verhindern.⁷ Die Betreiber nehmen daher meist Stunden mit negativen Strompreisen in Kauf, statt ihre Produktion

⁷ So dürfen Stromerzeugungskapazitäten, die am Regelenergiemarkt 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.