

Gerechte Energiewende:

Sieben Thesen zu Herausforderungen und Chancen aus industriegewerkschaftlicher Sicht



Impressum

IMPULSE

Gerechte Energiewende: Sieben Thesen zu Herausforderungen und Chancen aus industriegewerkschaftlicher Sicht

ERSTELLT VON

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

- Inselstraße 6, 10179 Berlin
- Königsworther Platz 6, 30167 Hannover

Telefon +49 30 2787 1314

AUTOREN

- Dr. Kajsa Borgnäs (Projektleitung)
- Stephan Hoare
- Tomas Nieber

LEKTORAT

Gisela Lehmeier, FEINSCHLIFF

SATZ UND LAYOUT

navos – Public Dialogue Consultants GmbH

TITELBILD

© ellerystudio

DRUCK

spreadruck

VERÖFFENTLICHUNG

Januar 2019

BITTE ZITIEREN ALS

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2019) „Gerechte Energiewende: Sieben Thesen zu Herausforderungen und Chancen aus industriegewerkschaftlicher Sicht“.

Vorwort

Der Pariser Klimavertrag von 2016 ist völkerrechtlich verbindlich. Deutschland muss bis ca. 2050 Treibhausgasneutralität erreichen. Schon ein erster Blick auf die Klimapolitik und die Energiewende in Deutschland lässt aber erkennen, dass trotz erheblicher Fortschritte der Weg in eine umweltfreundliche Energieversorgung mit großen Herausforderungen verbunden ist und von mehreren Brüchen sowie permanent von Ziel- und Interessenkonflikten geprägt wird.

Bislang hat sich die Politik auf die Treibhausgasminderung im Stromsektor fokussiert. Jetzt steht die Energiewende vor ihrer zweiten – und schwierigeren – Phase. Sie muss schneller und in allen Segmenten der Wirtschaft vorangetrieben werden. Soziale Gerechtigkeit und Innovation müssen zu Kernprinzipien der Transformation werden. Dies erfordert eine Neuausrichtung der Energiewende, quasi eine Energiewende 2.0.

Wird die Energiewendepolitik nicht intensiviert und teilweise neu ausgerichtet, besteht die Gefahr, dass Deutschland aufgrund fehlender Rahmenbedingungen und falsch gestellter Weichen in der Transformation stecken bleibt. Hier sind vor allem die richtigen industrie- und technologiepolitischen Weichenstellungen entscheidend. Die Energiewendepolitik muss aber auch die gesellschaftspolitischen Ziele soziale Gerechtigkeit und „Gute Arbeit“ stärker in den Fokus nehmen. Die anstehenden Transformationsprozesse werden nur dann die notwendige langfristige Akzeptanz in der Bevölkerung finden, wenn Chancen und Kosten gerechter als bisher verteilt werden.

Die vorliegenden sieben Thesen wollen einen Beitrag leisten, die vielfältigen Interdependenzen zwischen der Energiewende, sozialer Gerechtigkeit und industrieller Modernisierung zu analysieren. Sie bewerten dabei die Herausforderungen, aber auch die Chancen der Transformation aus industriegewerkschaftlicher Perspektive.¹ Ein Hauptargument im Papier lautet: Die Energiewende braucht eine weitaus stärkere Verzahnung der verschiedenen Politikfelder Klima-, Energie-, Industrie-, Struktur-, Regional-, Arbeits- und Sozialpolitik. Mit diesen Thesen wollen wir einen neuen Impuls im weiteren Dialog und in der Arbeit für die Dekarbonisierung unserer Wirtschaft und Gesellschaft setzen.²

Wir freuen uns auf die Debatte!

Dr. Kajsa Borgnäs

Geschäftsführerin Stiftung Arbeit und Umwelt
der IG BCE

¹ Dieses Papier fokussiert sich auf den Stromsektor und die Industrie. Andere Sektoren, wie Verkehr und Wärme, werden in nachfolgenden Papieren der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE analysiert.

² In diesem Papier wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum häufig verwendet. Diese Form bezieht sich zugleich auf weibliche oder andere Geschlechteridentitäten, soweit es für die Aussage erforderlich ist.

Thesen

These 1: Die Energiewende muss zu einem ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Modernisierungsprojekt werden. Neben Klimaschutzmaßnahmen sind gerechte Kostenverteilung, langfristige Strukturpolitik und neue, gute Beschäftigungschancen zentral.

These 2: Energiepolitik ist Industriepolitik, insbesondere für die energieintensive Industrie. Die Industrie kann die Energiewende durch Innovationen zum Erfolg führen. Sie braucht dafür gute und verlässliche Rahmenbedingungen.

These 3: Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist notwendig, aber nicht allein ausreichend für den Erfolg der Energiewende. Für ein robustes Stromsystem bleiben Netzausbau, Netzstabilität und Versorgungssicherheit zentral.

These 4: Der Strukturwandel in der Stromwirtschaft ist in vollem Gange. Ein politischer Konsens über den künftigen Technologiemix stärkt Akzeptanz und Planungssicherheit aller Akteure.

These 5: Die energetische Transformation hat eine regionale sowie europäische Dimension: Aus Strukturförderung muss Industriepolitik werden.

These 6: Ein neues Steuerungsregime für die Energiewende, einschließlich eines verbindlichen, unabhängigen Monitoring-systems, ist überfällig.

These 7: Das Generationenprojekt Energiewende braucht eine stabile politische Flankierung: Beschäftigte und Gewerkschaften sind zentrale Akteure für den Erfolg.

Inhalt

Vorwort	3
Thesen	4
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	6
1. Die Energiewende muss zu einem ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Modernisierungsprojekt werden. Neben Klimaschutzmaßnahmen sind gerechte Kostenverteilung, langfristige Strukturpolitik und neue, gute Beschäftigungschancen zentral.	8
2. Energiepolitik ist Industriepolitik, insbesondere für die energieintensive Industrie. Die Industrie kann die Energiewende durch Innovationen zum Erfolg führen. Sie braucht dafür gute und verlässliche Rahmenbedingungen.	13
3. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist notwendig, aber nicht allein ausreichend für den Erfolg der Energiewende. Für ein robustes Stromsystem bleiben Netzausbau, Netzstabilität und Versorgungssicherheit zentral.	19
4. Der Strukturwandel in der Stromwirtschaft ist in vollem Gange. Ein politischer Konsens über den künftigen Technologiemix stärkt Akzeptanz und Planungssicherheit aller Akteure.	24
5. Die energetische Transformation hat eine regionale sowie europäische Dimension: Aus Strukturförderung muss Industriepolitik werden.	30
6. Ein neues Steuerungsregime für die Energiewende, einschließlich eines verbindlichen, unabhängigen Monitoringsystems, ist überfällig.	34
7. Das Generationenprojekt Energiewende braucht eine stabile politische Flankierung: Beschäftigte und Gewerkschaften sind zentrale Akteure für den Erfolg.	38
Literaturverzeichnis	40

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromkostenanteil am Einkommen verschiedener Haushaltstypen.	9
Abbildung 2: Arbeitsplatzentwicklung durch den EE-Ausbau, in Vorleistungsbereichen der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteversorgung (in 1000).	11
Abbildung 3: THG-Minderungsoptionen der Industrie	15
Abbildung 4: Leistungsbilanz 2018–2023.	21
Abbildung 5: Kohleleistung und Emissionen der deutschen Stromwirtschaft	26
Abbildung 6: CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromerzeugung.	27
Abbildung 7: Zertifikate und prognostizierte Emissionsminderung in ETS-Sektoren	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Direkte regionale Zahlungsströme der EEG-Vergütung und EE-Bruttobeschäftigung	10
Tabelle 2: Beschäftigungseffekte BDI-Klimapfade 2014 bis 2050	14
Tabelle 3: Braunkohletagebaue in Deutschland	24
Tabelle 4: Bedeutung der Braunkohlewirtschaft als regionaler Arbeitgeber	31
Tabelle 5: Arbeitnehmerentgelt und Tarifbindung im Braunkohlesektor	31
Tabelle 6: Vergleich verschiedener Finanzierungs- und Lenkungsmodelle der Energiewende	36

1

1. Die Energiewende muss zu einem ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Modernisierungsprojekt werden. Neben Klimaschutzmaßnahmen sind gerechte Kostenverteilung, langfristige Strukturpolitik und neue, gute Beschäftigungschancen zentral.

1.1 Die Energiewende muss erweitert und intensiviert werden.

Das Pariser Klimaabkommen zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius ist völkerrechtlich verbindlich. Es trat am 4. November 2016 in Kraft und wurde mittlerweile von 169 Staaten ratifiziert, darunter der Europäischen Union (EU). In der EU wird Klimapolitik hauptsächlich durch das Emissionshandelssystem (ETS) und das Effort Sharing System (für die nicht-ETS-Sektoren) organisiert.

Im Zuge des Pariser Abkommens müssen die Staaten alle fünf Jahre ihre Klimaschutzpläne nachbessern und 2020 neue Ziele für den Zeitraum bis 2030 vorlegen. Als eines der reichsten und wirtschaftlich erfolgreichsten Länder der Welt hat Deutschland die Möglichkeit und die Aufgabe, die Energiewende in den nächsten 30 Jahren zum gesellschaftlichen Erfolgsmodell zu machen – ökologisch, wirtschaftlich und sozial.

Bislang hat die deutsche Energiepolitik den Ausstieg aus der Kernenergie priorisiert und sich auf den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und damit die CO₂-Reduktion im Stromsektor fokussiert. Jetzt steht die Energiewende vor der nächsten, weitaus schwierigeren Phase. Bisher wurden viele ihrer Ziele nicht erreicht – somit muss die Transformation des Energieversorgungssystems nun sowohl sektoral ausgeweitet als auch intensiviert werden. Gleichzeitig müssen die vielen Zielkonflikte, die mit ihr verbunden sind, entschärft werden: Sie muss zum sozialen und wirtschaftlichen Modernisierungsprojekt werden.

1.2 Die Kosten der Energiewende müssen gerecht verteilt werden.

Die energetische Transformation ist mit einem großen gesellschaftlichen Aufwand und hohen Kosten verbunden.³ Von 2005 bis 2017 wurden insgesamt fast 240 Mrd. Euro investiert⁴, um die installierte EE-Leistung von 28 GW auf über 110 GW zu erhöhen. Diese Kosten tragen durch die EEG-Umlage hauptsächlich die Stromverbraucher – 2017 waren es 24 Mrd. Euro oder 6,88 Cent pro Kilowattstunde Strom.⁵ Die Umlage übersteigt heute 20 Prozent des Strompreises für private Haushalte.⁶ Insgesamt haben sich die Strompreise seit 2000 mehr als verdoppelt. Deutsche Haushalte zahlen trotz relativ niedriger Stromgestehungskosten einen der höchsten Strompreise innerhalb der EU.

Das EEG und die EE-Einspeisevergütung haben zum massiven EE-Ausbau beigetragen. Angesichts der zunehmend sichtbar und spürbar werdenden Schäden des Klimawandels unterstützt eine Mehrheit der Bevölkerung in Deutschland weiterhin die Bemühungen, die Treibhausgase zu verringern. Doch für die nächste Phase der Energiewende ist das Förder- und Finanzierungsmodell unzureichend. Die Förderung ist technologisch eng fokussiert, fördert Installation statt Innovation, und die Kosten der EEG-Umlage sind regressiv verteilt. Letzteres zeigt eine aktuelle Auswertung der Energiekostenbelastung deutscher Haushalte, die Forscher des RWI Leibniz-Instituts für Wirtschaftsforschung auf Anregung der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE im Dezember 2018 veröffentlicht haben.⁷

Demnach wenden einkommensschwächere Haushalte einen deutlich höheren Einkommensanteil zur Deckung

³ Das BMWi hält eine Quantifizierung der Kosten der Energiewende für nicht möglich. Der Bundesrechnungshof schätzt aber, dass die der Energiewende zurechenbaren Ausgaben und Kosten im Jahr 2017 34 Mrd. Euro betragen: Bundesrechnungshof 2018. In der BDI-initiierten Studie „Klimapfade für Deutschland“ (2018) wurden die volkswirtschaftlichen Mehrkosten der Energiewende bis 2050 – bei optimaler Umsetzung – auf durchschnittlich zwischen 9 und 30 Mrd. Euro jährlich geschätzt.

⁴ Umweltbundesamt 2018

⁵ 6,79 ct/kWh für das Jahr 2018.

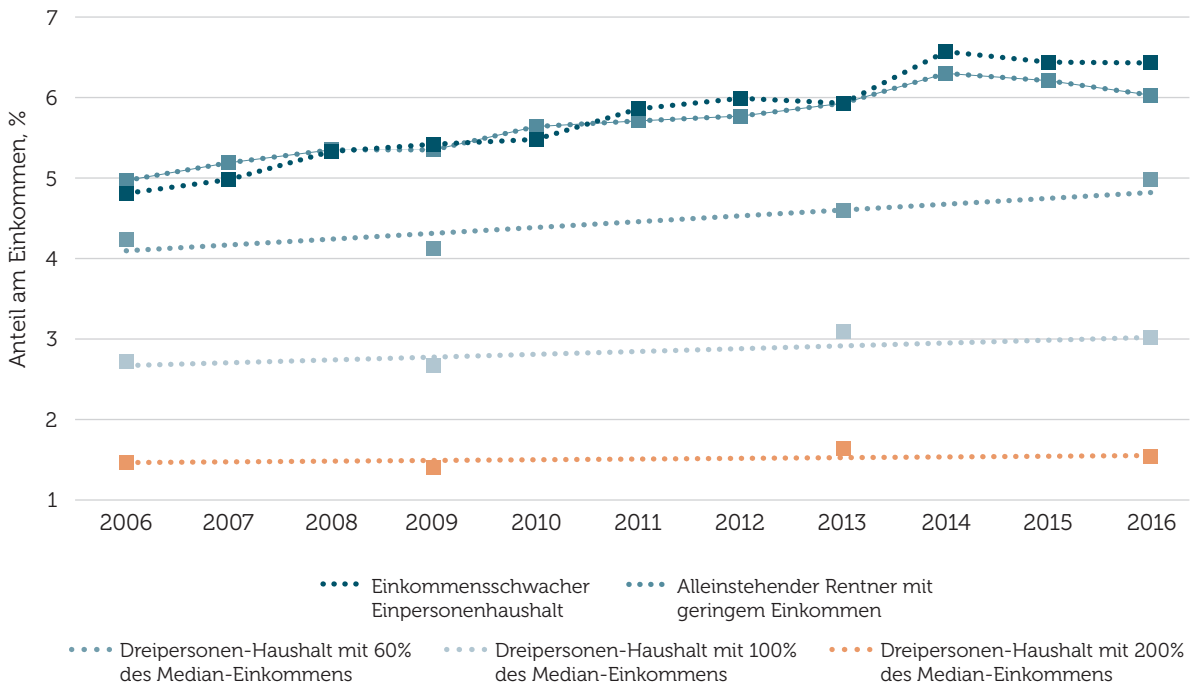
⁶ BDEW 2018a

⁷ Frondel & Sommer 2018. Vgl. auch Frondel & Sommer 2014; ZEW 2015

der Stromkosten auf als wohlhabende – durchschnittlich ca. fünf statt 1,5 Prozent des Haushaltseinkommens. Die Stromkosten sind im letzten Jahrzehnt bei den einkommensschwachen Haushalten in Relation zum Ein-

kommen deutlich gestiegen⁸; bei Medianhaushalten und Vielverdienern blieben sie relativ konstant. Abbildung 1 zeigt die Stromkostenentwicklung relativ zum Einkommen.⁹

Abbildung 1: Stromkostenanteil am Einkommen verschiedener Haushaltstypen



Quelle: Eigene Darstellung nach Frondel & Sommer 2018

Einkommensschwächere Haushalte bezahlen also überproportional die Transformation des Energieversorgungssystems. Zukünftig werden weitere Energiewende-Kosten, bspw. für Netzausbau, Kraftwerksreserven, Redispatchmaßnahmen und Wärmewende hinzukommen, die mit dem heutigen System durch Umlagen, Netzentgelte und KWK-Abgaben gedeckt – und damit auch regressiv verteilt – werden. Alle Umlagen sind mehrwertsteuerpflichtig, der Strompreis für Endkunden steigt weiter.

Um langfristige soziale Akzeptanz für das Generationenprojekt Energiewende zu sichern, müssen die Kosten, die mit der Neuausrichtung des Stromsystems verbunden sind, so verteilt werden, dass soziale Konflikte minimiert werden. Die Energiewende darf nicht zu Energiearmut führen. Die einkommenspolitischen Effekte der Energiepolitik müssen stärker berücksichtigt werden (These 6). Nur mit einer integrierten sozialpolitischen Perspektive kann die Energiewende zum gesamtgesellschaftlichen Modernisierungsprojekt werden.

1.3 Regionale Gerechtigkeit in der Transformation.

Laut Grundgesetz ist der Bund verantwortlich für die „Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse“ in Deutschland. Neben den Verteilungseffekten zwischen „Arm“ und „Reich“ ergeben sich durch die EEG-Umlage Finanzströme von Stromverbrauchszentren und konventionellen Erzeugungsstandorten hin zu neuen „Erneuerbaren-Schwerpunktregionen“.¹⁰

In einer Studie von 2015 haben Growitsch et al. die Finanzströme der EEG-Umlage auf Landkreisebene analysiert. Demnach befinden sich Nettoempfänger der EEG-Vergütung vor allem in den südlichen Teilen des Landes sowie nah an der Küste in Nord-Deutschland. Nettozahlerregionen sind insbesondere in den westlichen und südwestlichen Teilen des Landes zu finden. Ein Blick auf die direkten interregionalen Finanzströme der EEG-Umlage auf Länderebene zeigt ein ähnliches Bild. Ein Vergleich mit der regionalen Energieerzeugungsstruktur insgesamt zeigt zudem den Tendenz, dass Haushalte in Bundesländern mit hohem Anteil an Braun- und Steinkohle im Strommix über-

⁸ Die Strompreissteigerung sowie geringe Einkommensentwicklung ärmerer Haushalte haben dazu beigetragen.

⁹ Es ist zu beachten, dass die Stromkosten seit Jahren höher als die Komponente sind, die der Hartz-IV-Regelsatz zur Deckung der Kosten für Wohnen und Energie veranschlagt. 2015 wurden in 331.272 Fällen so genannte Stromsperrn verhängt: Deutscher Bundestag 2017

¹⁰ Die Summe der direkten Investitionen für die Errichtung von EE-Anlagen liegt bei rund 16 Mrd. EUR: Umweltbundsamt 2018

proportional für den EE-Strom zahlen, der in anderen Bundesländern erwirtschaftet wird (Tabelle 1, Kolumne 1 bis 5: Ausnahmen sind Brandenburg und Rheinland-Pfalz).¹¹

Tabelle 1: Direkte regionale Zahlungsströme der EEG-Vergütung und EE-Bruttobeschäftigung

Bundesland	Nettostromerzeugung aus Kohle (2016, %)	Anteil an EEG-auszahlung (2015, %)	Bevölkerungsanteil (2016, %)	Nettozahler/-Empfänger (pro Kopf)	Bruttobeschäftigung durch EE (2016, je 1000 Beschäftigte)
Thüringen	0	2,6	2,6	-	10,3
Rheinland-Pfalz	0,3	4,2	4,9	Nettozahler	5,8
Bayern	4,6	22,2	15,7	Nettoempfänger	7,7
Schleswig-Holstein	11,4	6,4	3,5	Nettoempfänger	15,5
Niedersachsen	13,2	14,5	9,6	Nettoempfänger	15,5
Mecklenburg-Vorpommern	22,5	4,2	2	Nettoempfänger	22,2
Hessen	22,8	3,7	7,5	Nettozahler	5,8
Sachsen-Anhalt	25,3	5,3	2,7	Nettoempfänger	27,1
Baden-Württemberg	29	10,7	13,3	Nettozahler	5,9
Berlin	54,9	0,2	4,3	Nettozahler	2,7
Bremen	57,3	0,2	0,8	Nettozahler	14,4
Saarland	60,3	0,7	1,2	Nettozahler	4,8
Brandenburg	60,5	7	3	Nettoempfänger	19,3
Nordrhein-Westfalen	67,1	10	21,7	Nettozahler	5,4
Sachsen	74,5	3,4	4,9	Nettozahler	8,3
Hamburg	80,7	0,2	2,2	Nettozahler	9,3

Quelle: Eigene Berechnungen nach BDEW 2017a, BNetzA 2016, Umweltbundesamt 2016a, Destatis, GWS 2018

Daneben löst der EE-Ausbau erhebliche Wertschöpfungseffekte aus und wirkt also wie eine indirekte, regionale Wirtschaftsförderung.¹² Diese regionalen Wertschöpfungs- sowie damit zusammenhängende Beschäftigungseffekte sind stark von der regionalen Ansässigkeit der Akteure entlang der EE-Wertschöpfungsketten abhängig.¹³ Berechnungen der GWS¹⁴ zeigen aber (Tabelle 1, letzte Kolumne), dass die EE-Beschäftigung generell eine relativ größere Rolle in Nettoempfängerregionen spielt (Ausnahmen hier sind v. a. Bayern und Bremen).

Obwohl die positiven Wertschöpfungseffekte des EE-Ausbaus also vielen Regionen und Bundesländern zu Gute kommen, sind – verteilungspolitisch gesehen – einkommensschwächere Haushalte in Nettozahlerregionen häufig „doppelt belastet“: Erstens wenden sie einen größeren Teil ihres Einkommens für Strom auf als Besserverdiener

bundesweit. Zweitens unterstützen sie über die regionalen Zahlungsströme und die damit zusammenhängenden Wertschöpfungseffekte die Wirtschaft in anderen (EE-) Regionen. Eine Energiewende, die zu „gleichwertigen Lebensverhältnissen“ beiträgt, sieht anders aus!

1.4 Die Beschäftigungseffekte der Energiewende sind potentiell hoch.

Die Umsetzung der Energiewende und des EEG war anfangs energie- sowie arbeitspolitisch motiviert. Beispielsweise prognostizierte das Bundesumweltministerium im Jahr 2006 150.000 zusätzliche Arbeitsplätze und eine Steigerung der Gesamtbeschäftigung in der EE-Branche auf insgesamt 400.000 Arbeitsplätze im Jahr 2030.¹⁵

Auswertungen der Beschäftigungseffekte in der Stromwirtschaft zeigen, dass die Zahl der Beschäftigten in

¹¹ Es gibt auch regionale Unterschiede bei den Netzkosten: Die Entgelte im Übertragungsnetz von TenneT und 50Hertz sind fast doppelt so hoch wie bei Amprion und Transnet BW. Abnehmer in nord- und ostdeutschen Bundesländern sowie in ländlichen Räumen sind durch die Netzentgeltstruktur benachteiligt: BNetzA 2017a

¹² Vgl. Gawel & Korte 2015. Rund 70 Prozent des Steueraufkommens der neuen Anlagen verbleiben in der Standortgemeinde des Kraftwerks.

¹³ Vgl. z. B. IÖW & Greenpeace Energy 2017

¹⁴ GWS – Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung 2018

¹⁵ BMU 2006

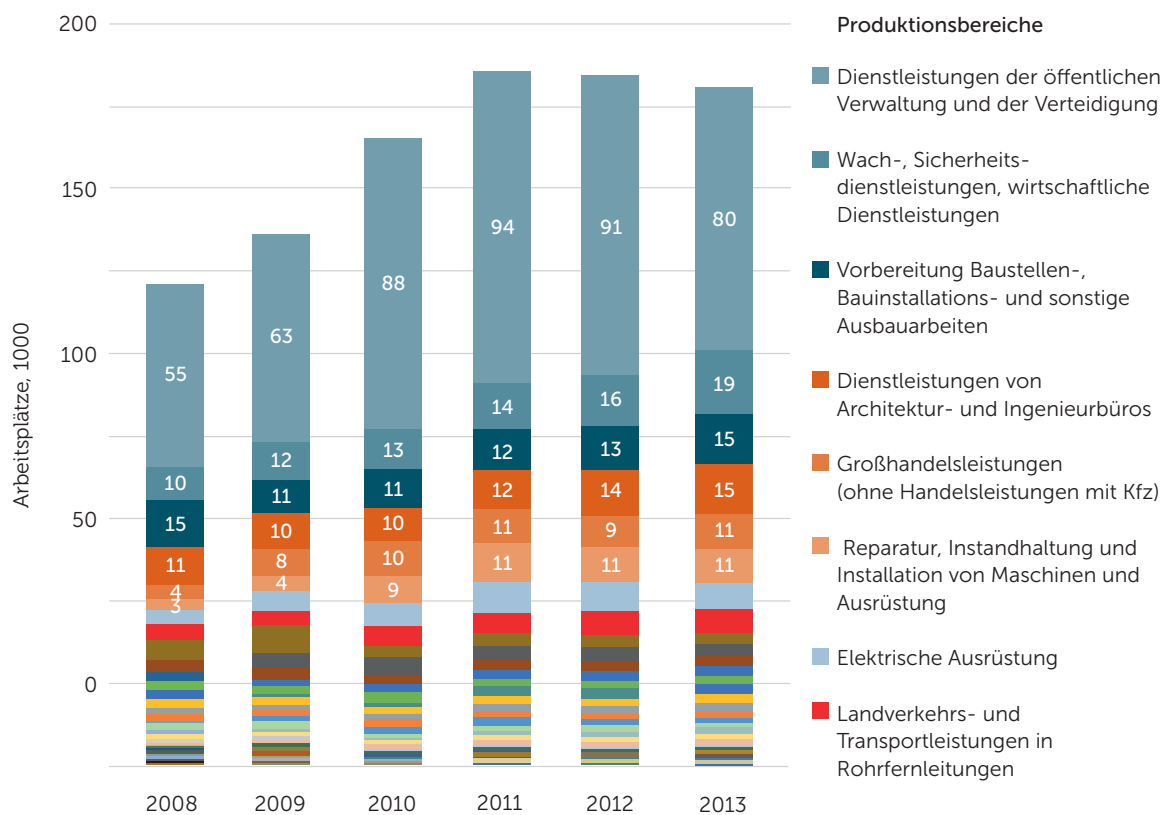
der EE-Branche von 2000 bis 2011 tatsächlich auf insgesamt rund 400.000 anstieg, jedoch seitdem rückläufig ist¹⁶, vor allem wegen der negativen Entwicklungen in der Photovoltaikindustrie. Im Jahr 2016 lag die Zahl der EE-Beschäftigten bei knapp 340.000.¹⁷ Laut Bundesverband für Windenergie (BWE) hängen über 140.000 Arbeitsplätze von der Windbranche ab. Hier sinkt seit einigen Jahren die Auftragslage und damit auch die Zahl der Beschäftigten.¹⁸

Bei einer beschäftigungspolitischen Betrachtung des EE-Ausbaus stellt sich auch die qualitative Frage: Welche Arten von Arbeitsplätzen wurden bisher durch die Energiewende geschaffen oder gingen verloren? Eine solche Analyse ist methodologisch sehr anspruchsvoll, da die EE-Branche in den öffentlichen Statistiken nicht als Branche erfasst wird. Die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE hat auf Basis von Daten der Input-Output-Rechnung des Statistischen Bundesamtes vereinfacht untersucht, welche direkten und indirekten Produktionsbereiche in der Energiewirtschaft und infolge des EE-Ausbaus sich besonders dynamisch entwickelt haben.

Die Ergebnisse zeigen: In der konventionellen Energiewirtschaft geht die Beschäftigung seit Jahren zurück. Die davon direkt und indirekt betroffenen Branchen sind stark von technischen Produktionsbereichen wie Reparatur, Instandhaltung und Installation von Maschinen sowie Bauinstallation und Metallerzeugung geprägt.¹⁹

Die positive Beschäftigungsentwicklung in der EE-Branche rund um das Jahr 2011 war in den Vorleistungsbereichen der Strom- und Wärmewirtschaft besonders dynamisch. Eine Aufschlüsselung dieser Branchen zeigt, dass der Beschäftigungszuwachs nur relativ geringfügig in technikbezogenen Produktionsbereichen stattgefunden hat (ca. 10.000 zusätzliche Arbeitsplätze zwischen 2008 und 2013). Dagegen entstanden im selben Zeitraum rund 45.000 zusätzliche Arbeitsplätze im Bereich der öffentlichen Verwaltung (bspw. Wirtschaftsförderung und -aufsicht, Genehmigungsverfahren), bei Wachdienstleistungen, Großhandelsleistungen und in Architekturbüros. Demnach scheint der EE-Ausbau vor allem für einen erheblich höheren Verwaltungsaufwand gesorgt zu haben (Abbildung 2).

Abbildung 2: Arbeitsplatzentwicklung durch den EE-Ausbau, in Vorleistungsbereichen der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteversorgung (in 1000)



Quelle: Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE 2019; Statistisches Bundesamt 2017a

¹⁶ DLR, GIW & GWS 2016; GWS 2018

¹⁷ GWS 2018: Insgesamt sind über 650.000 Personen direkt und indirekt durch Aktivitäten in der Energiewirtschaft beschäftigt. Vgl. auch GWS, Prognos AG & EWI 2014

¹⁸ Handelsblatt 02.08.2018

¹⁹ Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE 2019. Induzierte Effekte sind nicht berücksichtigt.

Die hier skizzierte Beschäftigungsentwicklung hat möglicherweise auch eine regionalpolitische Dimension. Dienstleistungsaufgaben rund um den Ausbau erneuerbarer Energien, z. B. Planungs- und Genehmigungsverfahren²⁰, fallen meist in regionaler Nähe zu den neuen Anlagen an. Ein Großteil dieses Beschäftigungszuwachses dürfte damit in den „EE-Erzeugungsregionen“ stattgefunden haben.

Obwohl diese Methode zur Berechnung der EE-Beschäftigungsentwicklung die direkte sowie indirekte Beschäftigung durch Investitionen möglicherweise unterschätzt²¹, scheint die Transformation im Stromsektor bisher weniger als erwartet zu einem dauerhaften Arbeitsplatzzuwachs beigetragen zu haben, und noch weniger zu neuen produktionsbezogenen Arbeitsplätzen. Vielmehr scheint sie von einem Beschäftigungszuwachs im Dienstleistungsbereich und der öffentlichen Verwaltung geprägt zu sein. Darüber hinaus zeigt das Schicksal der Photovoltaikbranche die Dynamik und Volatilität sich etablierender Industriezweige, die durch große Produktivitätsentwicklungen, Skaleneffekte und Kostenreduktion geprägt sind.²² Beschäftigungspolitisch gesehen ist also die Bilanz der Energiewende bisher durchmisch. (Netto-Effekte in der Gesamtwirtschaft sind nicht berücksichtigt).

1.5 Gerechte Kosten- und Chancenverteilung der Energiewendepolitik.

Aus der hier skizzierten Entwicklung und Kostenverteilung der Energiewendepolitik ergibt sich folgendes Gesamtbild: Die Energiewende entfaltet starke wirtschaftliche und verteilungspolitische Effekte. Die Lasten der Energiewende verstärken sich teilweise gegenseitig bzw. können zu einer Doppel- oder Dreifachbelastung mancher Haushalte führen. Ärmere Haushalte tragen überproportional die Kosten für den EE-Ausbau, die EE-Vergütung fließt in Regionen mit günstigen meteorologischen oder industriellen Verhältnissen und schafft dort neue Wertschöpfung und Arbeitsplätze. (Ärmere) Haushalte in Regionen mit einer wenig ausgeprägten EE-Wirtschaft, und in denen die Haushalte Nettozahler im interregionalen EEG-Vergütungssystem sind, profitieren weniger bis gar nicht von der Energiewendepolitik.

Im Verlauf der Energiewende wird es zu weiteren sozialen, wirtschaftlichen und arbeitsmarktpolitischen Veränderungen kommen (müssen). Einzig mit einer integrierten Gerechtigkeitsstrategie bezüglich der Kosten- und Chancenverteilung kann dieses enorme Modernisierungsprojekt dauerhaft politisch erfolgreich und gesellschaftlich tragbar sein.

²⁰ Bspw. Erstellung von Regionalplänen, Standortanalysen, Finanzplanung, Gutachten zu Schallentwicklung und Schattenwurf, Bauplanung etc.: BWE „Planung“

²¹ Für eine methodologische Diskussion und weitere Analyse von Beschäftigung durch EE-Investitionen, siehe GWS 2018

²² Hier spielen industriepolitische Rahmenseetzungen eine zentrale Rolle. Die aktive und interventionistische Rolle des chinesischen Staates im Bereich Photovoltaik wurde von vielen Akteuren zu spät erkannt.

2. Energiepolitik ist Industriepolitik, insbesondere für die energieintensive Industrie. Die Industrie kann die Energiewende durch Innovationen zum Erfolg führen. Sie braucht dafür gute und verlässliche Rahmenbedingungen.

2.1 Energie und Industrie sind ein System: Veränderungen in der Energiewirtschaft wirken sich direkt auf Industrie und Industriebeschäftigung aus.

Es wird erwartet, dass bis 2030 das Weltmarktvolumen der wichtigsten Klimatechnologien auf bis zu zwei Billionen Euro pro Jahr steigen wird. Da viele ihrer Produkte für THG-Einsparungen in anderen Sektoren und Ländern unverzichtbar sind, kann diese Entwicklung die deutsche Industrie als Produzent und Exporteur nachhaltiger Technologien stärken.

Zugleich emittiert die deutsche Industrie rund 20 Prozent der nationalen Gesamtemissionen und ist der größte Stromverbraucher mit rund 44 Prozent des Strombedarfes.²³ Der Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) geht in seiner Studie „Klimapfade für Deutschland“ davon aus, dass industrielle Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 um zwei Drittel reduziert werden müssen und Prozessemissionen um 50 Prozent, um die Ziele des 80-Prozent-Reduktionspfads des deutschen Klimaschutzplanes zu erreichen.²⁴ Neben der konventionellen Energiewirtschaft (These 3 und 4) sind insbesondere die energieintensiven (Grundstoff-)Industrien, bspw. Chemie-, Stahl- und Zementindustrien, von der Klimapolitik stark betroffen.²⁵

Die umwelt- und klimapolitischen Anforderungen an die Industrie werden große wirtschaftliche und beschäftigungspolitische Effekte haben. Von den rund 5,5 Millionen Beschäftigten der deutschen Industrie sind über 800.000 oder 14 Prozent in den als energieintensiv zu bezeichnenden Branchen tätig.

Gesamtwirtschaftlich wird erwartet, dass Wertschöpfungs- und Arbeitsplatzverluste in einigen Branchen durch positive

Impulse in anderen Wirtschaftszweigen ausgeglichen werden.²⁶ Bei Fokussierung auf die energieintensiven Branchen wird jedoch sichtbar, wie unterschiedlich sich die Klimapolitik auf unterschiedliche Branchen auswirken könnte. Die Prognos AG hat in einem Gutachten für die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE die möglichen Effekte verschiedener Klimapfade²⁷ auf die Arbeitsplatzentwicklung ausgewählter energieintensiver Industriebranchen sowie das gesamte verarbeitende Gewerbe modelliert (Tabelle 2).

Wie in Tabelle 2 dargestellt, wird bereits in dem vom BDI definierten Referenzszenario²⁸ die Zahl der Erwerbstätigen im verarbeitenden Gewerbe im Jahr 2050 deutlich geringer als heute sein (-1,25 Mio. Beschäftigte im Vergleich zu 2020). In den ausgewählten energieintensiven Branchen bedeutet das 275.000 weniger Beschäftigte oder eine Minderung von ca. 20 Prozent.

Zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen, die zu 80 bis 95 Prozent Emissionsreduktion führen, haben im Vergleich relativ geringe zusätzliche Beschäftigungseffekte. In einigen Branchen, etwa in der Papierbranche oder der Mineralölverarbeitung wird der Beschäftigungsrückgang durch eine ambitioniertere Klimapolitik verstärkt. Andere Branchen, wie die Chemiebranche, die Verarbeitung von Steinen und Erden (einschließlich die Zementindustrie) oder die Elektrizitätsversorgung, würden eher eine weniger negative Beschäftigungsentwicklung bei einer ambitionierteren Klimapolitik durchlaufen.

Diese Berechnungen sind stark von wirtschaftlichen und technologischen Annahmen abhängig und sollen nicht als Prognosen verstanden werden, sondern als

²³ Umweltbundesamt 2018

²⁴ BDI 2018

²⁵ Zu den energieintensiven Industrien gehören laut Statistischem Bundesamt Metallherzeugung und -bearbeitung, Papierherstellung, Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Glas, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden. Die Chemie hat den mit Abstand größten industriellen Strom- und Prozesswärmebedarf aller Industriezweige – rund 51 TWh.

²⁶ Vgl. Öko-Institut et al. 2018

²⁷ Klimapfade gemäß BDI-Studie 2018: Referenz, National -80%, Global -80%, Global -95%.

²⁸ Das Szenario basiert u. a. auf Annahmen zum allgemeinen Produktivitätsfortschritt und Maßnahmen, die zu 61 Prozent Emissionsminderung bis 2050 führen.

grobe Schätzungen. Dennoch zeigen sie, dass die Klimapolitik ungleiche Auswirkungen in unterschiedlichen Branchen entfaltet. Während für die Chemiebranche weniger als zehn Prozent der Arbeitsplätze verloren gehen würden, verschwinden in dieser Berechnung eine Mehrheit der Arbeitsplätze im Kohlebergbau und in der Mineralölverarbeitung sowie insgesamt bis zu einem Drittel der Arbeitsplätze in der Verarbeitung von Stei-

nen und Erden und der Elektrizitätsversorgung. Damit stehen viele (energieintensive) Industriebranchen in den kommenden Jahrzehnten vor enormen wirtschaftlichen und beschäftigungspolitischen Herausforderungen. Um diesen potenziellen Beschäftigungsverlusten entgegenzuwirken, müssen neue Wertschöpfungsstrukturen sowie Angebote zur Aus- und Weiterbildung parallel aufgebaut werden.

Tabelle 2: Beschäftigungseffekte BDI-Klimapfade 2014 bis 2050

	Arbeitsplatzentwicklung Referenzszenario bis 2050 (Anzahl und %)	Zusätzliche Arbeitsplatzeffekte verschiedener BDI-Klimaszenarien bis 2050, bis zu...		
		Pfad: National -80%	Pfad: Global -80%	Pfad: Global -95%
Verarb. Gewerbe gesamt	-1.250.000 (-16,4 %)	-6.100	13.100	-15.200
Kohlebergbau	-22.300 (-90,3 %)	-1.700	-1.400	-1.700
Papier	-27.000 (-18,4 %)	-600	-1.200	-2.500
Kokerei/Mineralölverarbeitung	-11.400 (-67,1 %)	-1.100	-700	-1.600
Chemische Erzeugnisse	-25.000 (-7,1 %)	1.400	1.100	-3.200
Gummi- und Kunststoffwaren	-63.000 (-14,6 %)	-3.400	-1.800	-6.800
Verarb. Steine u. Erden	-52.000 (-29,4 %)	300	6.500	5.200
Elektrizitätsversorgung	-74.000 (-36,3 %)	2.900	4.800	15.700
Summe ausgew. Branchen (ohne Verarb. Gewerbe gesamt)	-274.700 (-20,3 %)	-2.200	7.300	5.100

Quelle: Eigene Darstellung nach Prognos AG, im Auftrag der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (bevorstehend)

Klimapolitik und internationaler Wettbewerb

Die obigen Modellrechnungen setzen eine „optimale Umsetzung“ der Klimapolitik sowie einen „effektiven Carbon Leakage-Schutz“ voraus. Die deutsche Wirtschaft ist außerordentlich exportabhängig. Fast jeder dritte Arbeitsplatz hängt direkt oder indirekt vom Export ab, in der Industrie ist es sogar jeder zweite.

Was national steigende Produktionskosten, entweder durch klimapolitisch bedingte Steuern und Umlagen oder steigende Strom- und Energiepreise²⁹, für die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Branchen bedeuten können, zeigen Berechnungen von Ecofys, dem Fraunhofer ISI und der GWS. Ohne effektiven Carbon Leakage-Schutz³⁰ wäre die Produktion vieler Güter dieser Branchen bereits heute nicht mehr wettbewerbsfähig. Beispielsweise könnte ein Wegfall der Besondere Ausgleichsregelungen (BeSAR) kurzfristig die Produktpreise

in der Papierindustrie und der Nichteisen-Metallbranche um rund fünf Prozent steigen lassen. Dies könnte den Export um mehr als 16 Prozent mindern.³¹ Mit der Abschaffung aller Privilegien bei Stromsteuer und Umlagen wären kurzfristig über 100.000 Arbeitsplätze in den strom- und wettbewerbsintensiven Branchen gefährdet.³² Dazu kämen noch Verschiebungen innerhalb der Branchen, Arbeitsplatzwechsel und negative Reallohnentwicklungen. Da einzelne Produktionsschritte voneinander abhängig und viele Unternehmen verflochten sind, besteht das Risiko, dass mit der Verteuerung und Verlagerung stromintensiver Produktionsschritte auch weniger stromintensive Prozesse entlang der Wertschöpfungskette verteuert und verlagert werden. Die Folge wären deutlich höhere Einbußen in der Wertschöpfung und Beschäftigung. Andere Standortvorteile können diese Kostensteigerungen nur bis zu einer gewissen Schwelle kompensieren.

²⁹ Für Modellberechnungen der Strompreisentwicklung, siehe u. a. Öko-Institut et al. 2018

³⁰ In diesem Fall definiert als Abschaffung der Besonderen Ausgleichsregelung, BesAR: Ecofys, Fraunhofer ISI & GWS 2015a. Allerdings sind die betroffenen Branchen intern sehr heterogen: Bspw. beträgt der Energiekostenanteil der Bruttoproduktionskosten in der Chemiebranche zwischen 6 („Herstellung von chemischen Grundstoffen“) und 28 Prozent („Herstellung von Industriegasen“). In der Papierindustrie liegen die Energiekosten zwischen 1 und 12 Prozent; in der Eisen- und Stahlindustrie zwischen 1 und 9 Prozent.

³¹ Ecofys, Fraunhofer ISI & GWS 2015b

³² Ecofys, Fraunhofer ISI & GWS 2015a

Die meisten Akteure der Energiewende-Debatte bekennen sich zum Erhalt der Industrie am „Standort Deutschland“. Wie ein effektiver Carbon Leakage-Schutz mit steigenden Strom-, Energie- und CO₂-Preisen konkret aussehen könnte, bleibt aber meistens unklar. Parallel zur Diskussion über Maßnahmen der Dekarbonisierung im Stromsektor und in der Industrie braucht es eine verstärkte Debatte über die Gestaltung eines langfristigen Carbon Leakage-Schutzes, welcher in der Lage ist, an internationale Entwicklungen anzuknüpfen. Stichworte hier sind weitere Ausnahmetatbestände (über denen aber ständig das Damoklesschwert der EU-Beihilferichtlinien schwebt³³), CO₂-Preiskompensation oder EU-weit festgelegte Industriestrompreise.

2.2 Die Industrie muss sich verstärkt um ihre Modernisierung kümmern.

Seit 1990 konnte die deutsche Industrie rund 30 Prozent ihrer CO₂-Emissionen einsparen. Seit 2002 stagniert aber die Reduktion (vor allem, weil die Produktion deutlich erhöht wurde).

THG-Minderungspotenziale der Industrie lassen sich prinzipiell in drei „technologische Typen“ einteilen, mit mehr oder weniger disruptiven Auswirkungen auf Produktionssysteme und Wertschöpfungsketten (Abbildung 3).

Abbildung 3: THG-Minderungsoptionen der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung

I. Effizienzmaßnahmen, Recycling und der verstärkte Einsatz „bester verfügbarer Technologien“ bei Rohstoffeinsatz sowie Prozessoptimierung, sind produktionstechnisch und wirtschaftlich am wenigsten disruptiv bzw. sind im Vergleich mit anderen technologischen Optionen häufig relativ günstig und schnell umzusetzen.

Besonders in den Branchen, die kontinuierlich unter energiebedingtem Kostendruck stehen, sind allerdings viele dieser Potenziale schon ausgeschöpft. In der Stahl-, Papier- und Glasindustrie ist der Anteil von recyceltem Material bereits relativ hoch: Der Anteil von recycelten Schrotten in der Stahlherstellung in Deutschland liegt bei rund 45 Prozent; recyceltes Papier sowie Glas machen über 70 Prozent des Inputs aus.³⁴ Die Chemiebranche setzt laut Branchenvertretern die meisten Effizienzpotenziale wegen des Kostendrucks schon mehr oder weniger flächendeckend um.

Gleichwohl klafft bis heute eine große Lücke zwischen Potenzial und dem realen Einsatz vorhandener CO₂-ein-

sparender Technologien. Hier gibt es noch einige „low hanging fruits“ zu ernten. Beispielsweise könnten häufig Pumpen, Druckluftanlagen, Öfen und Mahlanlagen modernisiert werden und durch reduzierten Stromverbrauch effizienter arbeiten. Durch die Digitalisierung können in fast allen Produktionsbereichen Prozesse optimiert werden. Es ist die Aufgabe von Industrie und Politik, diese Lücke schnellstmöglich zu identifizieren und zu schließen.

II. Als großer Stromverbraucher kann die Industrie durch Lastmanagementmaßnahmen einen deutlich höheren Beitrag als heute zur Sektorenkopplung und Stromwende leisten (These 6). Das Stromsparpotential liegt hier nach Schätzungen zwischen 5 und 15 GW.³⁵ Doch diese Potenziale blieben bislang meistens ungenutzt: 70 Prozent der deutschen Industriestandorte nutzen das Potenzial der Laststeuerung bisher nicht.³⁶

Allerdings ist der mögliche Einsatz des Lastmanagements in der Industrie auch begrenzt. In den meisten Produktionsbereichen sind Unterbrechungen über mehrere

³³ Die Ausnahmeregelungen im Rahmen der EEG sowie CO₂-Zertifikatspreiskompensation müssen für die Zeit nach 2020 noch verhandelt werden.

³⁴ Statista 2018

³⁵ DENA „Demand Side Management“

³⁶ Trianel & Universität Stuttgart 2015

Stunden oder Tage nicht möglich. In Prozessen mit trennbaren Verfahrensstufen ist eine flexiblere Stromabnahme leichter einzusetzen als in der Verbundproduktion oder im vollkontinuierlichen Verfahren. Doch bei kurzen Zeiträumen (<15 Minuten) ist auch die Grundstoffindustrie sehr flexibel – und selbst kurze Zeiträume können das Netz erheblich entlasten.³⁷

Ein wichtiges Hemmnis der Laststeuerung liegt darin, dass die Flexibilisierung der Produktion teilweise in einem betriebswirtschaftlichen Konflikt mit der Prozesseffizienz steht. Lastmanagement setzt Überkapazitäten in der Produktionskette voraus. Die meisten Industriestandorte – insbesondere Verbundstandorte – sind aber hochgradig prozessoptimiert und stellen ihre Produktion nicht um, nur weil der Strom (beispielsweise am Wochenende) günstiger ist. In der deutschen Chemie etwa ist die Verbundproduktion einer der großen Wettbewerbsvorteile im internationalen Vergleich. Mehr Lastmanagement könnte die Gesamteffizienz der Produktionsprozesse reduzieren und damit zu höheren Kosten führen.

Da das industrielle Lastmanagement trotzdem eine größere Rolle für die Stabilität des künftigen Stromsystems und die Sektorenkopplung spielen muss, braucht es dringend stärkere Anreize zur Umsetzung latenter Potenziale, beispielsweise mit dem Ausbau flexiblerer Stromverteilnetze, flexiblen Tarifen, der Förderung des Einsatzes von Datenmanagementsystemen in der Produktion und industriellen Elektrospeichern.³⁸

III. Die Industrie wird mit den bestehenden Technologien ihre Klimaziele nicht erreichen. Damit rücken Forschung und Entwicklung sowie disruptivere Technologien in den Fokus.

Es existieren viele Ideen und Ansätze sowie erste Produktionslinien zu potenziell wichtigen Zukunftstechnologien einer THG-neutralen Industrie. Sie betreffen den Rohstoffeinsatz, die Produktionsprozesse und die Produktpalette. Insbesondere in den Branchen Chemie, Stahl- und Zementherstellung, die einen Großteil der industriellen Emissionen verursachen, werden größere technologische Sprünge notwendig sein. Ein Ansatz ist

die Produktion von „grünem Stahl“ durch eine Kombination aus der Direktreduktion von Eisenerzen (mit Wasserstoff) und dem Elektrolichtbogenverfahren.³⁹ Der Einsatz von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff könnte für viele stromintensive Branchen (wie die Aluminiumherstellung) bedeutsam sein. Techniken für eine Zementherstellung mit weniger Klinker – deren Produktion den Großteil der Emissionen verursacht – werden getestet. Kürzlich haben CEFIC und Dechema für die ölbasierte, organische Chemie eine Umstellung auf nachwachsende Rohstoffe modelliert⁴⁰: Fossile Rohstoffe könnten teilweise durch regeneratives Methan ersetzt werden.

Sowohl neue branchenspezifische als auch sektorenübergreifende Schlüsseltechnologien werden für die THG-Neutralität notwendig sein. Zu letzterem gehören CO₂-Abtrennungs- und Verwertungsverfahren (Carbon-to-Chemistry⁴¹, Carbon Capture and Usage – CCU) sowie Carbon Capture and Storage (CCS). Laut u. a. der Internationalen Energieagentur (IEA) können die globalen Klimaziele nur erreicht werden, wenn CCS sowie andere Technologien zur negativen Emission zeitnah in großem Umfang erforscht und eingesetzt werden.⁴²

Viele dieser Technologien sind vielversprechend; werfen zugleich aber neue Fragen auf. Die meisten Technologien befinden sich in sehr frühen Stadien jahrzehntelanger Innovationszyklen, was hohe Unsicherheiten und Kosten zur Folge hat. Der Investitionsbedarf bei technischen Erneuerungen ist enorm: Viele bestehende Anlagen könnten zu „stranded assets“ werden. Vor allem sind die neuen Verfahren häufig mit einem erheblich höheren Strombedarf verbunden. So ist etwa die Produktion von Wasserstoff aktuell noch äußerst stromintensiv. In der Stahlherstellung würde ein flächendeckender Einsatz von regenerativem Wasserstoff fast 200 TWh zusätzlichen Strom erfordern.⁴³ Andere Technologien, wie bspw. die CCU- und CCS-Verfahren, stoßen auf politischen und gesellschaftlichen Widerstand.⁴⁴

Da eine THG-neutrale Industriegesellschaft ohne diese Technologien aber undenkbar ist, ist es umso wichtiger,

³⁷ DLR 2018; Ausfelder et al. 2018

³⁸ Das BMWi fördert im Forschungsprojekt COORETEC neue Formen des Lastmanagements: BMWi 2014

³⁹ Wird u. a. im europäischen Programm ULCOS (Ultra Low CO₂-Steelmaking) erforscht. In Schweden wird ein erstes Reallabor geplant.

⁴⁰ CEFIC & Dechema 2017

⁴¹ Braunkohle könnte als Rohstoff in der Chemiebranche eine neue Rolle einnehmen.

⁴² Die International Energy Agency (IEA) prognostiziert bis zum Jahr 2050 eine notwendige globale CCS-Kapazität von bis zu 6 Billionen Tonnen CO₂ jährlich: IEA 2015; 2017

⁴³ BDI 2018

⁴⁴ Im Jahr 2010 war geplant, das Kraftwerk Jämschwalde durch den Neubau eines CCS-Demonstrationskraftwerkes zu ersetzen. EU-Fördermittel waren zugesagt und weitere Vorlaufinvestitionen erbracht worden. Einige Länder im Bundesrat waren aber dagegen. Wegen den damit verbundenen Unsicherheiten und Kosten verzichtete Vattenfall schließlich 2014 auf das Projekt. Es gibt heute keinen rechtlichen Rahmen (mehr) für die CCS-Forschung in Deutschland.

dass Politik und Industrie schnellstmöglich eine Gesamtstrategie für die „Industriewende“ entwickeln. Dringend notwendig sind Antworten auf die damit verbundenen schwierigen Forschungs-, Planungs-, Investitions- und Finanzierungsfragen.

2.3 Integrierte Energie- und Industriepolitik: Stärkere Anreize für Innovationen schaffen.

Bisher ging es in der politischen Debatte hinsichtlich der THG-Minderungen in der Industrie überwiegend um Effizienzsteigerungen („efficiency first“). Dieser Ansatz ist wichtig, greift aber zu kurz. Um im Jahr 2050 eine größtenteils THG-neutrale industrielle Produktion zu erreichen, braucht es eine umfangreiche Innovations- und Investitionsoffensive.

Zum einen muss sich die Industrie selbst – Unternehmen, Industrieverbände, Sozialpartner und Beschäftigte – stärker für ihre Zukunftsfähigkeit einsetzen. Die Unternehmen müssen trotz der immer schneller verlaufenden Innovationszyklen verstärkt in langfristige Technologieentwicklungen zur Ressourcenschonung und THG-Minderung investieren. Dabei sind stetig verbesserte Produktionsverfahren sowie neue Produkte zentral: Rohstoffe müssen effizienter genutzt sowie Material- und Stoffkreisläufe geschlossen werden. Soziale Innovationen in den Unternehmen, z. B. neue Beteiligungsmöglichkeiten rund um den Einsatz ressourcenschonender Maßnahmen können zur Transformation beitragen. Eine Ausweitung des betriebsinternen Vorschlagswesens, Innovationspreise oder Prämien können neben FuE-Abteilungen die unternehmerischen Innovationssysteme stärken. Eine Personalpolitik und -planung, die den Beschäftigten Zeit und Mut für Ideen geben, sind zentrale Voraussetzungen für Innovationen. Auch betriebliche Aus- und Weiterbildungsprogramme, die Innovationen und das Erproben neuer Ideen ermöglichen, sind für unternehmerische Innovations- und Transformationsprozesse entscheidend.

Zum anderen muss die Politik mehr Verantwortung übernehmen, wenn der Markt keine Anreize für den notwendigen Innovations- und Investitionsschub setzt. Emissionssparende Produkte sind in ihrer Herstellung häufig teurer als konventionelle Alternativen. Der Staat muss Rahmenbedingungen schaffen, die die hohen initialen Kosten auf mehrere Akteure verteilen und so die neu-

en Technologien schneller auf den Markt bringen. Diese Kosten für Innovationen sind volkswirtschaftlich tragbar, lohnen sich aber betriebswirtschaftlich häufig nicht und sind für viele Verbraucher inakzeptabel, deshalb unterbleiben Innovationen. Neue politische, langfristig angelegte Begleitkonzepte und Fördermechanismen zur Markteinführung sind notwendig, um die Lücke zwischen dem, was volkswirtschaftlich und betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, zu überbrücken.

Die Palette an möglichen Unterstützungsmaßnahmen ist breit: Eine steuerliche FuE-Förderung würde unternehmerische Innovationen unterstützen.⁴⁵ Nationale Ziele, bspw. zum Wasserstoff- oder Speicheraufbau, erhöhen die Planungssicherheit für Investitionsentscheidungen. Das Modell des EE-Ausschreibungsverfahrens könnte auch bei anderen Technologien eine Rolle spielen (These 6). Eine von Stakeholdern besetzte nationale Plattform, die sich mit den Auswirkungen der Energiewende auf (energieintensive) Produktionsbereiche befasst, könnte den Transformationsprozess politisch stabilisieren.⁴⁶ Darüber hinaus braucht es – im Gegensatz zu der heute dominierenden reaktiven Unterstützung mittels verschiedener Ausnahmetatbestände⁴⁷ – eine aktive deutsche und europäische Industriepolitik. Auch mit Blick auf wichtige Wettbewerbsregionen wie die USA und China sind für zentrale Zukunftsfelder, wie Elektrolyse-, Speicher- und Effizienztechnologien, Energie- und Materialkreisläufe sowie CCU und CCS, neue industriepolitische Konzepte auf hohem finanziellen Niveau erforderlich.⁴⁸ Finanzielle Unterstützung, bspw. durch den europäischen Strukturfonds, muss stärker auf Innovationen und Industrieprojekte (Reallabore) ausgerichtet werden. Das europäische Beihilferecht muss an die wachsenden Herausforderungen der europäischen Industrie angepasst werden. Letztlich müssen die Innovations- und Investitionsvorhaben in der Industrie mit anderen politischen Handlungsfeldern wie etwa der Bildungs- und Regionalpolitik gekoppelt werden (These 5). Neue Finanzierungs- und Lenkungsmechanismen (These 6) müssen stärkere Anreize für den Einsatz THG-neutraler Technologien in allen Sektoren setzen, ohne die Wettbewerbsfähigkeit oder Verteilungsgerechtigkeit außer Acht zu lassen.

Im Moment agiert Deutschland international aus einer Position der Stärke, insbesondere bei der Herstellung

⁴⁵ Dies gilt insbesondere für kleinere und mittelständische industrielle Unternehmen, deren Innovationsausgaben im internationalen Vergleich gering sind.

⁴⁶ Vgl. den schwedischen „Handschatz für die Industrie“ (schwed. Industriklivet). Hier tauschen sich die energieintensiven Industrien und die Politik seit 2016 in regelmäßigen Abständen zu Dekarbonisierung, Investitionsbedarf und Kostenverteilung aus.

⁴⁷ Bspw. BesAR, Strompreiskompensation im ETS, Netzentgeltbefreiung nach § 19 StromNEV, Spitzensteuerausgleich, Energie- und Stromsteuerbefreiungen.

⁴⁸ Vgl. die vom Kabinett beschlossene Hightech-Strategie 2025: Bundesregierung 2018

wissensintensiver Güter.⁴⁹ Diese Stärke beruht auf einer starken Innovationskraft⁵⁰ sowie auf den weitgehend funktionierenden tiefen industriellen Wertschöpfungsketten: Von Rohstoffgewinnung und Vorleistungen bis zur Produktion von Investitions- und Konsumgütern. Energieintensive Industrien als erster Teil dieser Kette sind im internationalen Vergleich sehr effizient.

Die Transformation in der Industrie muss auf diesen Stärken aufbauen und darf sie nicht untergraben. Wie oben diskutiert, reagieren die Branchen, die sowohl energie- als auch außenhandelsintensiv sind, hochsensibel auf Energie- und CO₂-Preisentwicklungen. Aktiv gestaltende Politik muss die Technologieentwicklung schneller vorantreiben, ohne eine Abwanderung industrieller Wertschöpfungsstrukturen (und Emissionen) zu verursachen. Parallel zur ambitionierteren Politik für eine THG-arme Industrie sind deswegen ambitioniertere Modelle für einen verlässlichen, zukunftssicheren Carbon Leakage-Schutz zu entwickeln.

Bei der Modernisierung der Industrie geht es nicht nur um die Klimazielerreichung, sondern um die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Wenn die Umstellung auf CO₂-arme Produkte und Produktionsverfahren in zentralen Zukunftsfeldern nicht schnell genug gelingt, wird Deutschland den Anschluss an die industrielle Weltspitze und seinen Ruf als Produktionsstandort für „State-of-the-Art Technologien“ verlieren. Wichtige Exportmärkte könnten dadurch verloren gehen. Nur wenn Deutschland weiter an der technologischen Spitze des globalen „Dekarbonisierungsrennens“ steht, kann der Standort weiterhin ein Zentrum für Know-how, Innovation und nachhaltige Produktion bleiben.

⁴⁹ 2017 hat Deutschland so viel exportiert wie noch nie und führte Waren im Wert von über 1,2 Billionen Euro aus: Statistisches Bundesamt 2017b

⁵⁰ Die Technikwissenschaftsakademie Acatech bescheinigt Deutschland den vierten Platz in der internationalen Innovationslandschaft: Acatech „Innovationsindikator“. Bei den Patentmeldungen 2017 lag Deutschland auf Platz zwei nach den USA: EPA 2017. Im Jahr 2016 haben Deutschlands Industrieunternehmen mit insgesamt 62,1 Mrd. Euro einen historischen Höchststand des Investitionsniveaus erreicht: Statistisches Bundesamt 2017b. Allerdings liegen die deutschen Gesamtinvestitionen auf einem im OECD-Vergleich niedrigen Niveau.

3

3. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien ist notwendig, aber nicht allein ausreichend für den Erfolg der Energiewende. Für ein robustes Stromsystem bleiben Netzausbau, Netzstabilität und Versorgungssicherheit zentral.

Deutschland hat das Ziel, die THG-Neutralität in der Stromerzeugung hauptsächlich über erneuerbare Energien zu erreichen.⁵¹ Zunehmend wird deutlich, dass dieser Ansatz neue Herausforderungen für das Stromsystem hervorruft. Sie lassen sich in drei Aspekte einteilen:

Quantität: Erhebliche Mengen von EE-Erzeugungskapazitäten müssen in kurzer Zeit installiert werden, um 65 Prozent EE-Strom im Jahr 2030 und ein nahezu THG-neutrales Stromsystem im Jahr 2050 zu erreichen. Ab 2020 fallen die ersten EEG-geförderten Windkraft- und Biogasanlagen aus der Förderung. Ein Großteil davon ist nicht wettbewerbsfähig bzw. technisch veraltet und muss mit neuen Anlagen kompensiert werden.

Qualität: Der wachsende EE-Anteil führt aufgrund der Volatilität der EE zu mehr Netzschwankungen und -instabilitäten. Die Systemstabilität in der Schlüsselinfrastruktur Strom muss jedoch jederzeit gewährleistet sein.

Zuverlässigkeit: Die (saisonale) Versorgungssicherheit muss aufrechterhalten werden. Besonders für ein ausgeprägtes Industrieland wie Deutschland ist Versorgungssicherheit zentral.

3.1 Quantität: Der Netz- und Speicherausbau muss parallel zum EE-Ausbau beschleunigt werden.

Anlagen, die erneuerbare Energien zur Stromerzeugung nutzen, machen aktuell in Deutschland rund die Hälfte der installierten Stromerzeugungskapazitäten aus (insgesamt 216 GW). Wegen ihrer wetterabhängigen Verfügbarkeit erzeugen sie nur rund ein Drittel des Bruttostroms (218 von 655 TWh).⁵²

Die tatsächliche Erzeugung („energetische Ausbeute“) aus Wind- und PV-Anlagen liegt zwischen 11 Prozent (PV) und 38 Prozent (Offshore Wind) jährlicher Volllaststunden der installierten Leistung.⁵³ Um 65 Prozent des Stromverbrauchs im Jahr 2030 aus EE zu decken, müsste die installierte EE-Kapazität innerhalb der nächsten 12 Jahre mehr als verdoppelt werden, auf rund 250 GW. Für ein THG-neutrales Stromsystem im Jahr 2050 müsste die installierte EE-Kapazität bei über 400 GW liegen.⁵⁴ Mit der fortschreitenden Elektrifizierung der Industrie-, Wärme- und Verkehrssektoren wird der Bedarf an EE-Strom noch höher ausfallen.

Diese Ziele werden nur mit einem erheblich beschleunigten EE-Ausbau erreicht – insbesondere bei den Offshore- und PV-Anlagen, die unter den EE-Technologien die höchste Akzeptanz in der Bevölkerung genießen.⁵⁵ Mit heutigem Stand der Technik, und so lange der CO₂-Preis nicht deutlich steigt, sind viele EE-Anlagen am Markt aber nicht wettbewerbsfähig. Wegen der wachsenden Menge an Überschussstrom sowie der Tatsache, dass EE-Anlagen vorrangig Strom produzieren, wenn es bereits eine relative „Sättigung“ am Markt gibt, sinkt der Anreiz, neue EE-Anlagen ohne Subvention zu bauen. Es sind somit bessere Preisanreize oder eine stärkere Förderung der EE-Installation nötig (These 6): Es braucht größere Ausschreibungen und ein intelligentes Ausschreibungsdesign⁵⁶ wie z. B. Förderung komplementärer EE-Technologien und Regionalmechanismen, die dem zunehmenden regionalen EE-Ungleichgewicht entgegenwirken, sowie kürzere Fristen bis zur Umsetzung der Bauvorhaben. Die Kosten für den EE-Ausbau sollten weitestgehend verteilungsneutral sein (These 1) sowie – auch im Sinne der Sektorkopplung – von Preissteigerungen am Strommarkt entkoppelt werden (These 6).

⁵¹ Andere Länder setzen über einen längeren Zeitraum auf die Kombination von EE, Gas und CCS oder Atomkraft.

⁵² BDEW 2018b; BMWi 2016

⁵³ Die tatsächliche Erzeugung aus Windenergie an Land 20 %; Wasserkraft 42 %; und Biomasse 76 %: BMWi 2018

⁵⁴ Diese Schätzungen gehen von einer durchschnittlichen energetischen Ausbeute aus EE-Anlagen von 20 Prozent aus: die installierte EE-Erzeugungskapazität muss in 2050 also c.a. fünf Mal größer sein als die jährliche Spitzenlast (82 GW). Mehr Speicherkapazitäten würden den Bedarf an installierter Leistung verringern.

⁵⁵ IASS & Dynamis 2017. Das Fraunhofer ISE berechnete, dass ca. 200 GW installierte PV-Leistung oder 1000 km² PV-Module montiert werden müssten, was rund 8 Prozent der gesamten Wohngebäudefläche Deutschlands entspräche: Fraunhofer ISE 2018a. Siehe auch HTW Berlin 2017

⁵⁶ Erste Schritte sind schon in Form der „Innovationsausschreibungen“ erfolgt.

Parallel sind Maßnahmen zur besseren Nutzung des EE-Stroms notwendig, wenn er nicht sofort benötigt wird oder das Netz überlastet ist. Beschleunigter Netzausbau und ein Maßnahmenplan für den Ausbau von Speicher- und Elektrosetechnologien⁵⁷ rücken hier in den Fokus: Je seltener EE-Anlagen abgeregelt werden, desto wirtschaftlicher und weniger abhängig von Subventionen werden sie. Desto geringer werden auch die Kosten für Redispatchmaßnahmen.

3.2 Qualität: Systemstabilität ist eine wachsende Aufgabe für Netzbetreiber, Abnehmer und EE-Stromerzeuger selbst.

Steigt der EE-Anteil, steigen auch die Anforderungen an die Stromnetze. Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch und damit eine Frequenz von 50 Hertz müssen jederzeit gewährleistet sein. Zunehmend entsteht aber ein Konflikt zwischen den EE und der Gewährleistung der Systemstabilität.

Problematik 1: Überschussstrom und Engpässe

Durch die Zunahme installierter Erzeugungskapazitäten häufen sich Leistungsüberschüsse und gefährden die Frequenzhaltung des Stromsystems.⁵⁸ Regionale Asymmetrien im Stromnetz und fehlende Netzinfrastruktur tragen zu mehr und intensiveren „Stresssituationen“ bei. Beispielsweise führen Überschüsse im Nordosten in Kombination mit einer hohen Nachfrage im Südwesten häufig zu Redispatchmaßnahmen, zur Leistungsabschaltung in den Überschusszonen oder zum Einsatz von Netzreservekraftwerken in Mangelzonen.⁵⁹ Aufwand und Kosten für Systemeingriffe wachsen stetig.⁶⁰ Sollte der Netzausbau nicht deutlich beschleunigt werden, wird sich die Situation verschärfen.

Problematik 2: Schwankungen

Im internationalen Vergleich ist die deutsche Stromversorgung sehr zuverlässig: Der Stromausfallindex SAIDI (System Average Interruption Duration Index) weist eine durch-

schnittliche Ausfalldauer von ca. 13 Minuten jährlich auf. SAIDI erfasst aber nur Unterbrechungen von mehr als drei Minuten. Doch bereits Ausfälle von Millisekunden können für viele (industrielle) Prozesse schädlich sein und für hohe Kosten sorgen. Diese Ausfälle werden in Deutschland nicht erfasst, die Zunahme dieser Ausfälle wird aber evidenter.⁶¹

Mit Blick auf die inhärente Volatilität und regionale Asymmetrie des EE-Stroms müssen mehr Akteure mehr Verantwortung für die Gesamtstabilität des Stromnetzes übernehmen: Die Betreiber von EE-Anlagen müssen verstärkt bei den Systemdienstleistungen eingebunden werden und zur Netzstabilität beitragen, z. B. durch Erzeugungsanpassung an die aktuelle Lastsituation.⁶² Verbraucher bzw. Unternehmen müssen als Abnehmer zunehmend in Lastmanagement und lokale Speicherkapazitäten investieren (These 2 und 6). Insbesondere aber sind die Netzbetreiber gefordert, die Netzschwankungen auszugleichen und sicherzustellen, dass die geplante sowie die vertraglich gesicherte Stromnachfrage trotz volatiler und asymmetrischer Einspeisung jederzeit gedeckt ist. Hierfür braucht es ggfs. neue Eingriffsmöglichkeiten, bspw. durch die Installation intelligenter Netztechnologien sowie eine länderübergreifende Notfall-Koordination.

Die Politik ihrerseits trägt die Verantwortung, den Netzausbau zu beschleunigen sowie Rahmenbedingungen zu schaffen, damit Flexibilität auch bei der sukzessiven Abschaltung von regelbaren (fossilen) Kraftwerken durch neue Flexibilitätsmechanismen gewährleistet wird. Schon heute könnten höhere Speicherkapazitäten erreicht werden: Günstigere Rahmenbedingungen würden Pumpspeicherkraftwerken eine größere Rolle in der Energieversorgung ermöglichen.⁶³ Biogasanlagen könnten mehr Regelleistung anbieten, z. B. durch Vorschriften zu Regelfähigkeit und Brennstoffbevorratung. Mittelfristig werden neue dezentrale Notstromaggregate sowie PtG- und PtL-Anlagen eine bedeutende Rolle für die Systemstabilität spielen. Ganz grundsätzlich muss Flexibilität ein Produkt am Strommarkt werden und damit einen Wert bekommen (These 6).

⁵⁷ Seit 2013 steigen die Investitionen in Speicheranlagen, insbesondere kleine Batteriespeicher. Investitionen in PtG-Anlagen sind aber seit 2012 rückläufig: GWS 2018

⁵⁸ Dies hängt mit dem Einspeisevorrang der EE zusammen sowie mit der Inflexibilität mancher konventionellen Kraftwerke. Die BNetzA rechnet damit, dass bis zu 28 GW konventioneller Kraftwerksleistung nicht oder nur eingeschränkt auf Preissignale reagieren: BNetzA 2017a

⁵⁹ Ein zunehmender Anteil des EE-erzeugten Stroms kann nicht genutzt werden. Die DENA prognostiziert, dass im Jahr 2050 rund 66 TWh bzw. 15 Prozent des im Inland produzierten Stroms aus EE-Quellen bei Niedriglast weder im Inland noch im Ausland genutzt werden können: DENA 2012a

⁶⁰ Laut BNetzA lagen im Jahr 2017 die Kosten für Abregelungen, sonstige Redispatchmaßnahmen sowie für die Berufung von Reservekraftwerken bei 1,4 Mrd. Euro: BNetzA 2018

⁶¹ Bspw. Wirtschaftswoche 23.04.2018

⁶² Siehe Ecofys 2018; DENA 2012a. Die Möglichkeit des Zusammenschlusses von mehreren kleinen EE-Erzeugungsanlagen in sog. „virtuellen Kraftwerken“ (Pooling) könnte verstärkt zu Regelenergieleistungen beitragen. Auch Speichersysteme, die direkt an die EE-Erzeugungsanlagen gekoppelt sind, könnten zur zukünftigen Netzstabilität beitragen: BNetzA 2017a; BMWi 2017

⁶³ Seit 2005 sind keine Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland getätigt worden: GWS 2018. Mit einem digitalen Zusammenschluss von Pumpspeicherkraftwerken könnten 7 GW Leistung flexibel im Sekundenbereich ein- oder ausgesetzt werden. Um diese Speichersysteme zu fördern, sollte die Entnahme von Speicherstrom aus dem Netz nicht als Letztverbrauch gelten: Bspw. sollten Pumpspeicherkraftwerke von Netzentgelten und Umlagen entlastet werden.

3.3 Zuverlässigkeit: Versorgungssicherheit ist eine wachsende Aufgabe für Netzbetreiber, konventionelle Kraftwerke, Speicheranbieter und den Außenhandel.

Derzeit gibt es im deutschen Stromsystem keine strukturelle Versorgungsproblematik.⁶⁴ Insbesondere der europäische Stromhandel wirkt wie ein Puffer – Überschussstrom aus einem Land kann bei Versorgungsengpässen in anderen Ländern genutzt werden.⁶⁵ Die Weiterentwicklung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts ist für die erfolgreiche Energiewende unabdingbar.

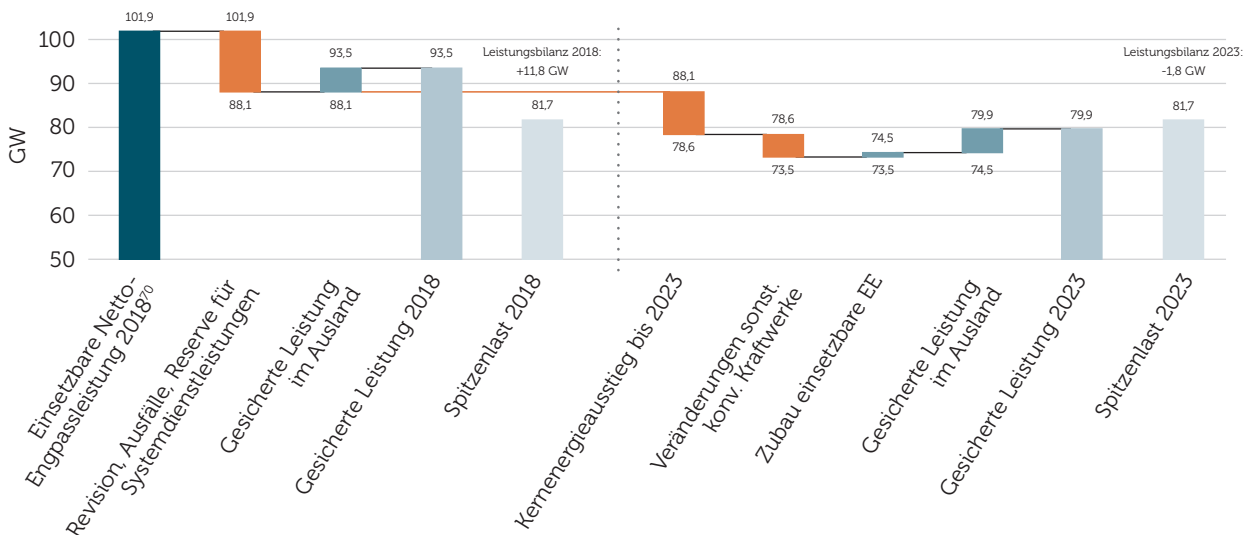
Aber: Handel allein schafft keine Versorgungssicherheit. Die Volatilität und das Risikoniveau des Stromsystems wachsen, wenn die nationalen Kapazitäten zur Deckung von Spitzenlasten verringert werden. So könnte es bei einer europaweiten „kalten Dunkelflaute“, in der mehrere Länder gleichzeitig Erzeugungsdefizite durch Importe decken wollen, zu Engpässen kommen. Ein Gutachten des BMWi zur Sensitivität der deutschen Stromimporte ergab,⁶⁶ dass das geplante Abschalten von Kohle- und Kernkraftwerken in Europa zu einem verstärkten Versorgungsrisiko des deutschen Stromsystems bei Spitzenlast führen könnte. Mittelfristig wächst damit das Versorgungsrisiko bei Tages-

oder saisonalen Schwankungen von Sonneneinstrahlung und Wind.

Der Begriff Versorgungssicherheit ist im Kern eine Frage der Sichtweise.⁶⁷ Mehrere Studien (bspw. im Auftrag von Agora Energiewende, BUND und Greenpeace⁶⁸) sind der Ansicht, dass die Versorgungssicherheit trotz der kurzfristigen Abschaltung von bis zu 50 Prozent der deutschen Kohlekraftwerkskapazitäten (20 GW) und aller Atomkraftwerke bis 2023 noch gewährleistet ist. Diese Berechnungen basieren auf „best case“-Szenarien und gehen von sehr optimistischen Annahmen aus, u. a. der kurzfristigen Erhöhung der Leistung aus EE-Anlagen, dem Zubau von Gaskraftwerken, einer schnellen Umsetzung von Lastmanagementpotenzialen und einer höheren Verfügbarkeit von Strom aus dem Ausland.⁶⁹ Kapazitätslücken von über 9 GW, die mit einer kurzfristigen Abschaltung von Kohle- und Kernkraftwerken verbunden sind, können dadurch rechnerisch gedeckt werden.

Eine Berechnung der Leistungsbilanz, die auf den aktuellen Daten und Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber basiert – und damit keine best-case-Annahmen macht – wird in Abbildung 4 gezeigt.

Abbildung 4: Leistungsbilanz 2018–2023



Quellen: Eigene Berechnungen nach ÜNB 2017, BDEW 2018b

⁶⁴ Seit 2003 hat Deutschland mehr Strom exportiert als importiert.
⁶⁵ Laut Beschluss des Europäischen Rates im Jahr 2002 (Barcelona, 15.-16. März) sind zehn Prozent der installierten Leistung eines EU-Mitgliedslandes als Verbindungskapazität vorzuhalten; in Deutschland sind es 15 Prozent: Europäischer Rat 2002. Jedoch entsprechen heute die Verbindungsgrade vieler EU-Partner (inkl. Deutschlands) nicht den Ausgleichserfordernissen: Europäische Kommission 2015; 2017
⁶⁶ PLEF 2018
⁶⁷ Bislang gab es in der Bundesregierung keine quantitativen Messwerte für Versorgungssicherheit. Folgende Einzelindikatoren kommen vor: Installierte Leistung an Stromerzeugungsanlagen, Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf Bundesländer, KWK-Stromerzeugung, Zu- und Rückbau konventioneller Erzeugungskapazitäten, Leistung Pumpspeicherkraftwerke, Fahrplan Kernenergieausstieg, SAIDI-Strom, Unterbrechungsdauer der Stromversorgung im internationalen Vergleich: BMWi 2015
⁶⁸ Agora Energiewende 2017a; BUND 2018; Fraunhofer IEE im Auftrag von Greenpeace 2018
⁶⁹ Beispielsweise gehen die Studien von BUND und Greenpeace davon aus, dass die tatsächliche Leistung aus EE-Anlagen sich innerhalb von drei bis fünf Jahren um rund ein Drittel erhöht, von 147 TWh/J bis 205 TWh/J: Fraunhofer IEE & Greenpeace 2018
⁷⁰ Konventionelle Kraftwerke sind laut ÜNB mit 100 Prozent ihrer installierten Kapazität bei der Berechnung gesicherter Leistung einzurechnen. Dagegen beträgt die Nichtverfügbarkeit für Wind 99 Prozent und für PV 100 Prozent. Es wird angenommen, dass gesicherte Leistung im Ausland im Jahr 2023 wie im Jahr 2018 5,4 GW beträgt.

Diese Berechnung zeigt für das Jahr 2023 ein deutliches Risiko einer Versorgungslücke bei niedriger EE-Einspeisung und Spitzenlast im deutschen Stromsystem, selbst wenn nur die bisher bei der Bundesnetzagentur gemeldeten konventionellen Kraftwerke abgeschaltet werden. Mit den bereits geplanten Abschaltungen konventioneller Kraftwerkskapazitäten, v. a. dem Kernenergieausstieg, wird trotz eines EE-Zubaus die gesicherte Leistung in Deutschland im Jahr 2023 nur rund 74,5 GW betragen. Mit gesicherten Kapazitäten im Ausland auf heutigem Niveau (5,4 GW) wäre die Spitzenlast von 81,7 GW nicht mehr gedeckt. Selbst ohne zusätzliche Stilllegungen von Kohlekraftwerken entstünde damit eine potentielle Versorgungslücke von rund 2 GW innerhalb von vier Jahren.

Sollten mehr konventionelle Kraftwerke als bisher geplant kurzfristig vom Netz gehen (was die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ derzeit – Stand Januar 2019 – verhandelt), hätte Deutschland kurz- und mittelfristig eine ernstzunehmende strukturelle Versorgungsproblematik. Würde diese Versorgungslücke nicht schnell geschlossen (bspw. durch Netz- und Speicherausbau oder den Zubau von Gaskapazitäten⁷¹), wäre Deutschland ab Mitte der 20er Jahre bei Spitzenlast und niedriger EE-Einspeisung von deutlich höheren Stromimporten abhängig.⁷² Es befände sich damit, ähnlich wie Ungarn und Italien, in einem „strukturellen Stromdefizit“ mit dramatisch höherem Risiko eines längeren Stromausfalles (bzw. eines worst case-Szenarios).

Die politische Antwort auf diese Situation ist offen. Kurzfristig ist die Versorgungslücke vor allem durch Importe oder neue Reservekapazitäten zu decken. Dafür müssten Rahmenbedingungen auf oder neben dem Strommarkt angepasst werden, damit genügend Reservekapazitäten erhalten bleiben (These 6). Ob Strom im Ausland „sicher“ und zu jeder Zeit abrufbar ist, ist umstritten, die Lage kann sich zudem ändern. Ebenso hängt die Geschwindigkeit, mit der neue Gaskraftwerke, Gasmotoren, Speichersysteme⁷³, Netze und Lastmanagementsysteme eingesetzt werden können, sowohl von den verfügbaren Technologien ab als auch von den politisch-wirtschaftlichen

Rahmenbedingungen. Schließlich ist die Frage, inwieweit erneuerbare Energien zur gesicherten Leistung beitragen können, eine technische sowie auch methodologische Frage.⁷⁴

Zentral bleibt aber: Eine versorgungssichere und langfristig stabile Energiewende kann nicht auf der Basis von best case-Szenarien durchgeführt werden. In den kommenden Jahren werden konventionelle Kraftwerke sukzessiv abgeschaltet (These 4). Gleichzeitig werden der Bedarf an gesicherter sowie flexibler Leistung und die Spitzenlast eher zu- als abnehmen. Eine zusätzliche Abschaltung von Kohlekraftwerken ist technisch möglich, würde ohne gleichzeitige kompensatorische Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit das Risikoniveau im Stromsystem jedoch erheblich erhöhen. Die Verantwortungsbereiche aller Akteure müssen entsprechend ausgeweitet und miteinander verknüpft werden. Vor allem muss die Infrastruktur zur Bereitstellung von gesicherter Leistung genauso schnell ausgebaut werden, wie die regelfähigen Kraftwerke vom Netz gehen. Bis die „Energieunion Europa“⁷⁵ vollendet bzw. weiter vorangeschritten ist, ist es hauptsächlich eine nationale Aufgabe, die Versorgungssicherheit aufrecht zu halten.⁷⁶

3.4 Ziele müssen mit Strategie gekoppelt werden.

Viele Ziele der Energiewende definierte die Politik durch Grenzwerte, ohne die Komplexität des Wegs dorthin aufzuzeigen. Das führte zu Zielverfehlung, verschärften Zielkonflikten und zeigt sich momentan auch in der Debatte um die Zukunft der Kohleverstromung.

In den kommenden Jahren müssen die Debatten und Maßnahmen zu einem THG-neutralen Stromsystem verstärkt auf die Integration der Erneuerbaren in ein robustes und zuverlässiges Stromsystem zielen. Praktisch heißt das: Wird beschlossen, gesicherte Erzeugungskapazitäten umfangreich abzuschalten, muss zugleich ein konkreter Plan für die Aufrechterhaltung gesicherter Leistung vorhanden sein – entweder durch neue Kapazitätsmechanismen (These 6) oder durch einen konkreten Zubau-Plan für Speicher, Netze und ggfs. Gaskraftwerke.

⁷¹ Ob es Geschäftsmodelle für mehr Strom aus Erdgas geben wird, hängt v. a. von den weiteren Entwicklungen auf den Strom- und CO₂-Märkten ab.

⁷² Für die Deckung der wachsenden deutschen Stromimporte würden vor allem Gas- und Steinkohlekraftwerke im Ausland zum Einsatz kommen.

⁷³ Die deutsche Gaswirtschaft verfügt über das größte Speichervolumen in der EU. In Deutschland existieren rund 50 unterirdische Erdgasspeicheranlagen, die sich für die Speicherung von rund 230 TWh Strom eignen. Die rechnerische Speicherweite des Stromnetzes liegt dagegen bei 0,5 TWh.

⁷⁴ Die verschiedenen Methoden zur Berechnung von gesicherter Leistung sind umstritten: Mit mehr Speicherkapazitäten können EE-Anlagen mehr zu gesicherter Leistung beitragen.

⁷⁵ Die Idee wurde im Jahr 2015 geboren, um die europäischen Energie-Akteure näher zusammenzubringen und die Versorgungssicherheit europäisch zu organisieren. Eine wirkungsvolle europäische Energiemarkt-Rahmenordnung steht aber noch aus.

⁷⁶ Agora Energiewende hat das Prinzip „1 GW für 1 GW“ als Basis für die Stromwende vorgeschlagen – für jedes zugebaute EE-GW wird ein konventionelles GW abgeschaltet: Agora Energiewende 2017b. Für den Erhalt der Versorgungssicherheit wäre das Prinzip „1 sicheres GW für 1 sicheres GW“ besser.

Die veränderte Strominfrastruktur muss zudem die wachsenden Systemanforderungen, die mit der Sektorenkopplung verbunden sind, erfüllen und das Risiko einer Störung oder eines Ausfalls stets niedrig halten. Wird dieses Ziel nicht verfolgt, sind im deutschen Stromsystem vermehrt Stresssituationen und Versorgungslücken zu erwarten. Die Kosten werden steigen, die Zielkonflikte zwischen Emissionsminderung und Stromstabilität verschärft.

4

4. Der Strukturwandel in der Stromwirtschaft ist in vollem Gange. Ein politischer Konsens über den künftigen Technologiemarkt stärkt Akzeptanz und Planungssicherheit aller Akteure.

Die Emissionen der Stromwirtschaft müssen innerhalb von wenigen Jahrzehnten auf nahezu Null reduziert werden. Mittelfristig werden die konventionellen Kraftwerke vor allem dazu dienen, die verbleibende Last auf einem von Erneuerbaren dominierten Strommarkt zu decken. Dies müssen sie möglichst CO₂-arm tun.

Eine Strategie zur Emissionsminderung in der Stromwirtschaft muss sich drei Fragen stellen: 1) Wann sollten Nullmissionen im Stromsektor erreicht werden? 2) Welche Anforderungen stellt eine entwickelte, hochindustrielle Gesellschaft an das Gesamtsystem Strom? 3) Welche Stilllegungen von fossilen Kraftwerken lässt das System wann zu?

Der technologisch und wirtschaftlich bedingten Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung hat bereits Fahrt aufgenommen. Für die Planungs- und Investitionssicherheit aller Akteure ist es hilfreich, dass es politisch begleitet

und ein gesellschaftlicher Konsens über die Entwicklung des Strommixes erreicht wird.⁷⁷ Die konkreten Wege zu einem CO₂-neutralen Stromsystem müssen aber auf ihre Effektivität und Kosteneffizienz sowie auf ihren Einfluss auf das Gesamtsystem untersucht und bewertet werden.

4.1 Emissionsminderungspfade: die Alternativen.

Prinzipiell ließe sich die Emissionsreduktion im Stromsektor nach vier verschiedenen Modellen organisieren: Tagebaupfad, Kraftwerkspfad, Emissionshandelspfad und Umrüstungspfad.

1) Der Tagebaupfad

Die Genehmigungen für fast alle größeren deutschen Braunkohletagebaue laufen spätestens Mitte der 2040er Jahre aus (Tabelle 3). Ein Neubau von Kraftwerken ist nicht geplant und Neuaufschlüsse von Tagebauen sind nicht vorgesehen.⁷⁸ Die deutsche Braunkohleverstromung wird also spätestens im Jahr 2050 enden.

Tabelle 3: Braunkohletagebaue in Deutschland

Tagebau	Laufzeit	Liefert an Kraftwerk
Jänschwalde	2023	Jänschwalde
Inden	2030	Weisweiler
Profen	Ca. 2035	Schkopau
Vereinigtes Schleenhein	Ca. 2040	Lippendorf
Welzow-Süd	2042	Schwarze Pumpe, Jänschwalde
Garzweiler II	2045	Neurath, Niederaußem
Hambach	Ca. 2045	Neurath, Niederaußem
Reichwalde	2045	Boxberg
Nochten	2026 / 2050	Boxberg

Quelle: Eigene Darstellung nach DEBRIV 5 Juli 2018; Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr 2018; Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg 2015

⁷⁷ Die von der Bundesregierung berufene Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ beschäftigt sich mit der Frage und soll Anfang 2019 Vorschläge liefern.

⁷⁸ DEBRIV 5. Juli 2018

Mit einem nationalen Auslaufpfad für Braunkohlekraftwerke analog zur genehmigten Braunkohleförderung würde die Braunkohlewirtschaft ihren Beitrag zu den Emissionsminderungszielen des deutschen Klimaschutzplans bis 2050 leisten können. Ambitioniertere Klimaziele für den Stromsektor insgesamt – oder eine höhere Anreizwirkung für THG-einsparende Investitionen in anderen Teilen der Gesellschaft – müssten aber mit zusätzlichen Maßnahmen erreicht werden.⁷⁹

Emissionen aus Steinkohlekraftwerken wären mit diesem Pfad nicht erfasst. Steinkohlekraftwerke können technisch bis weit in die 50er Jahre in Betrieb bleiben, da sie nicht von heimischen Tagebauen abhängig sind. Damit bietet der Tagebaupfad zwar einen Rahmen für die Dekarbonisierung der Braunkohlewirtschaft, ist aber für die THG-Minderung im Kohle- oder Stromsektor insgesamt nicht ausreichend.

2) Der Kraftwerkspfad

Ein zweites Modell für die Emissionsreduktion im Stromsektor wäre ein Pfad, der zur Abschaltung von Kraftwerken entsprechend einer definierten „wirtschaftlich-technologischen Lebensdauer“ führt.

Nimmt man z. B. an, dass Stein- und Braunkohlekraftwerke nach ca. 47 resp. 50 Betriebsjahren⁸⁰ technologisch bedingt abgeschaltet werden, würden auch ohne weitere Maßnahmen durchschnittlich knapp 1 GW installierte Braun- und Steinkohleleistung pro Jahr (ab 2020) abgeschaltet werden (Abbildung 5a). Die vom Klimaschutzplan abgeleiteten Emissionsminderungsziele 2030 für die Kohlewirtschaft (-61 Prozent Emissionen im Vergleich zu 1990) könnten nahezu eingehalten werden – für Braun- und Steinkohlekraftwerke bestünde im Jahr 2030 noch eine Lücke von ca. 15 Mt. CO₂ (Abbildung 5b). Angenommen, dass die Emissionen aus der Verbrennung von Gas, Öl und sonstigen Energieträgern nicht reduziert werden, wird das THG-Minderungsziel für die gesamte Stromwirt-

schaft jedoch verfehlt, bzw. mit rund 84 Mt. CO₂ überschritten (Abbildung 5b). Überdies wären die 2050-Ziele des Klimaschutzplans nicht erfüllt.⁸¹

Braun- und Steinkohlekraftwerke könnten also mit diesem Pfad ohne umfangreiche zusätzliche Abschaltungspläne ihren proportionalen Beitrag zur den Sektorzielen 2030 leisten. Ein Kohleauslaufpfad nahe der technischen Lebensdauer der Kraftwerksblöcke wäre damit wirtschaftlich relativ wenig disruptiv sowie ökologisch effektiv: Alte Anlagen würden früher vom Netz gehen und neuere Anlagen mit höheren Wirkungsgraden (und weniger Emissionen) länger in Betrieb bleiben.⁸²

Können oder sollen die Emissionen von Gas, Öl und sonstigen Energieträgern nicht reduziert werden (vgl. Abbildung 5b), oder soll die Kohle- bzw. Stromwirtschaft einen überproportionalen Beitrag zu den Sektor- und Klimazielen leisten, müssen weitere Maßnahmen eingesetzt werden. Dies gilt auch für die Minderungsziele bis 2050.

3) Der Emissionshandelspfad

Das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS⁸³) koordiniert den gesamteuropäischen THG-Minderungsprozess in der Stromwirtschaft und Industrie. In der aktuellen Handelsperiode (2013–2020) liegt für ortsfeste Anlagen die jährliche europaweite Emissionsobergrenze bei rund 1.893 Mt. CO₂Äq (2018). Diese Obergrenze wird um einen linearen Faktor von 1,74 Prozent pro Jahr verringert, was einer jährlichen Reduzierung um durchschnittlich 38,3 Mt. CO₂ entspricht. In der vierten Handelsperiode (2021 bis 2030) liegt der Reduktionsfaktor bei 2,2 Prozent. Solange die ETS-Sektoren die Zertifikatsmenge nicht überschreiten, werden sie ihr europaweites Klimaziel von 40 Prozent Emissionsminderung bis 2030 einhalten. Kein anderer Sektor reduziert seine Emissionen schneller: Beispielsweise liegt die prognostizierte Emissionsminderung in den Wärme- und Verkehrssektoren (die nicht vom ETS-System erfasst werden) bis 2030 bei nur rund 30 Prozent.

⁷⁹ BDI prognostiziert in der Studie „Klimapfade für Deutschland“ (2018), dass Emissionen aus dem Stromsektor in Höhe von 1-33 Mt CO₂ im Jahr 2050 mit den Klimazielen (-80-95 %) vereinbar sind. Es wird geschätzt, dass für das Reduktionsziel von -95 % bis 2050 die Braunkohleverstromung bis Mitte der 30er Jahre eingestellt werden muss; die Steinkohleverstromung zu Beginn 40er Jahre. Ein Kohleausstieg Ende der 40er Jahre ist laut der Studie mit dem 80 %-Minderungsziel vereinbar.

⁸⁰ Vgl. BDI 2018, 248. Vgl. auch DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2016; Öko-Institut & Fraunhofer ISI 2015, die mit anderen Zeiträumen rechnen.

⁸¹ Die Berechnungen basieren auf folgenden Annahmen: Der Klimaschutzplan 2050 (Bundesregierung 2016) gibt Emissionsziele für die Energiewirtschaft vor: Reduktion um rund 180 Mt. CO₂ bis in 2030 oder -61-62 % im Vergleich zu 1990. Wenn (a) die Braun- und Steinkohlewirtschaften ihre Emissionen um 61 % reduzieren müssen, dürfen sie 2030 insgesamt rund 125 Mt. CO₂ ausstoßen. Für die Berechnung des Pfades wird angenommen, dass (b) die spezifischen Emissionen sowie (c) Volllaststunden pro Kraftwerk auf dem Niveau von 2016 bleiben. Für die Berechnung der Ziele 2050 wird festgestellt, dass die Stromwirtschaft 1990 82,5 % der Emissionen der Energiewirtschaft verursachte, davon 56,3 % Braunkohle und 33,3 % Steinkohle. Angenommen, dass (d) dieser Anteil auch weiter für die Stromwirtschaft „zur Verfügung“ steht, und dass die Energiewirtschaft insgesamt im Jahr 2050 maximal 33 Mt. CO₂ ausstoßen darf (vgl. BDI 2018; 80 %-Reduktionspfad), ergibt sich, dass die Stromwirtschaft maximal 27,8 Mt. CO₂ emittieren darf. Kraftwerke mit einer installierten Leistung >100 MW sind in der Berechnung inkludiert.

⁸² Neben betriebswirtschaftlichen und technologischen Faktoren müssten jedoch auch die Auswirkungen auf regionale Wertschöpfungsketten und Beschäftigung sowie die ökologischen oder gesundheitlichen Effekte bei einem Abschaltungspfad berücksichtigt werden. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass während der gesamten Transformationsphase die Versorgungssicherheit in allen Bundesländern aufrechtzuerhalten ist (These 3).

⁸³ European Emission Trading System (ETS): Erfasst europaweit rund 12.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie. Damit werden rund 45 Prozent der europäischen Gesamtemissionen gedeckt: EEA 2016, 2017

Abbildung 5: Kohleleistung und Emissionen der deutschen Stromwirtschaft

Abbildung 5a

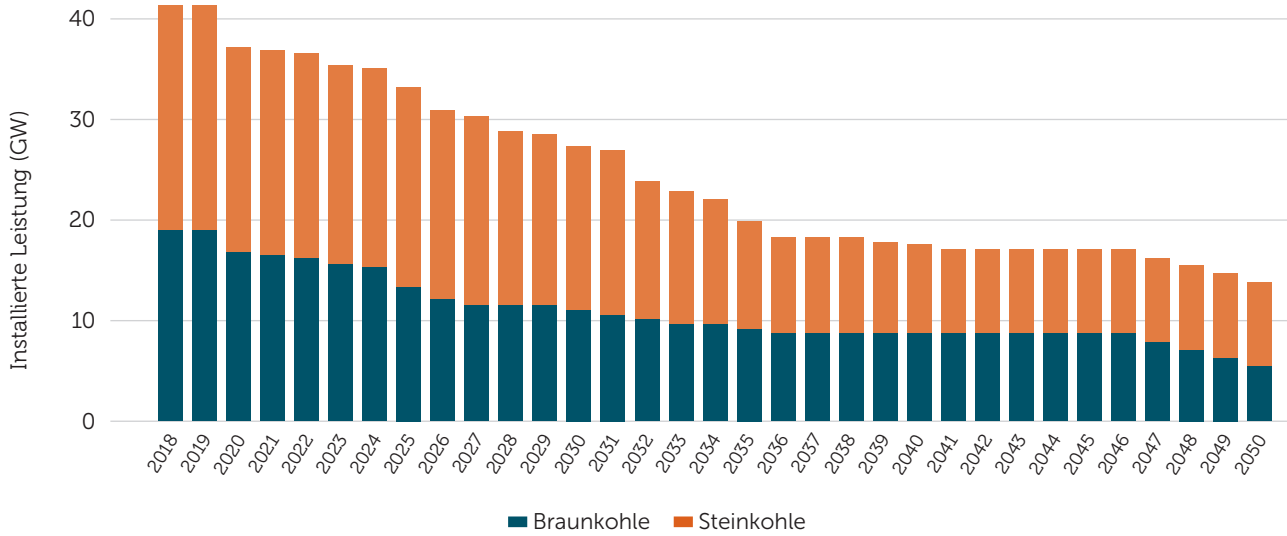
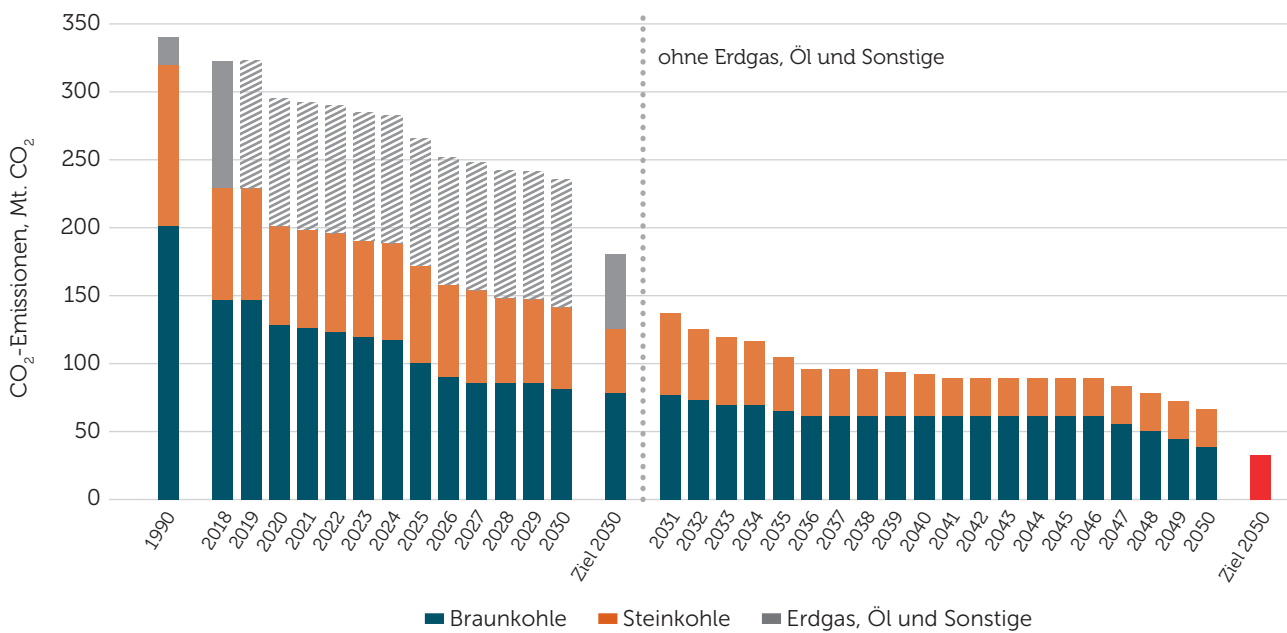


Abbildung 5b



Quelle: Eigene Berechnungen nach BNetzA 2017b, Umweltbundesamt 2016b, EUTL, Fraunhofer ISE 2018

Dieser Emissionsminderungsdruck trifft auch die deutsche Stromwirtschaft. Mit steigendem Zertifikatspreis – über 300 Prozent seit Anfang 2017 – greift das System mittlerweile deutlicher in Investitionsentscheidungen ein. Wegen der Verknappung der Zertifikate wird erwartet, dass der fossile Strompreis entsprechend weiter steigt⁸⁴, was den Wechsel zu CO₂-ärmeren Stromerzeugungstechnologien vorantreibt.⁸⁵ Allerdings ist

die zukünftige Auswirkung des ETS auf einzelne deutsche Kraftwerke schwer zu berechnen. Mit dem ETS ist die Emissionsminderung innerhalb des europäischen Stromsektors nachvollziehbar und marktkonform organisiert und grundsätzlich auf einem guten Weg. Unklar bleibt, in welchen Ländern und Kraftwerken in Europa die Emissionsminderung zuerst stattfindet und welche nationalen Ziele dadurch erreicht werden. Berechnun-

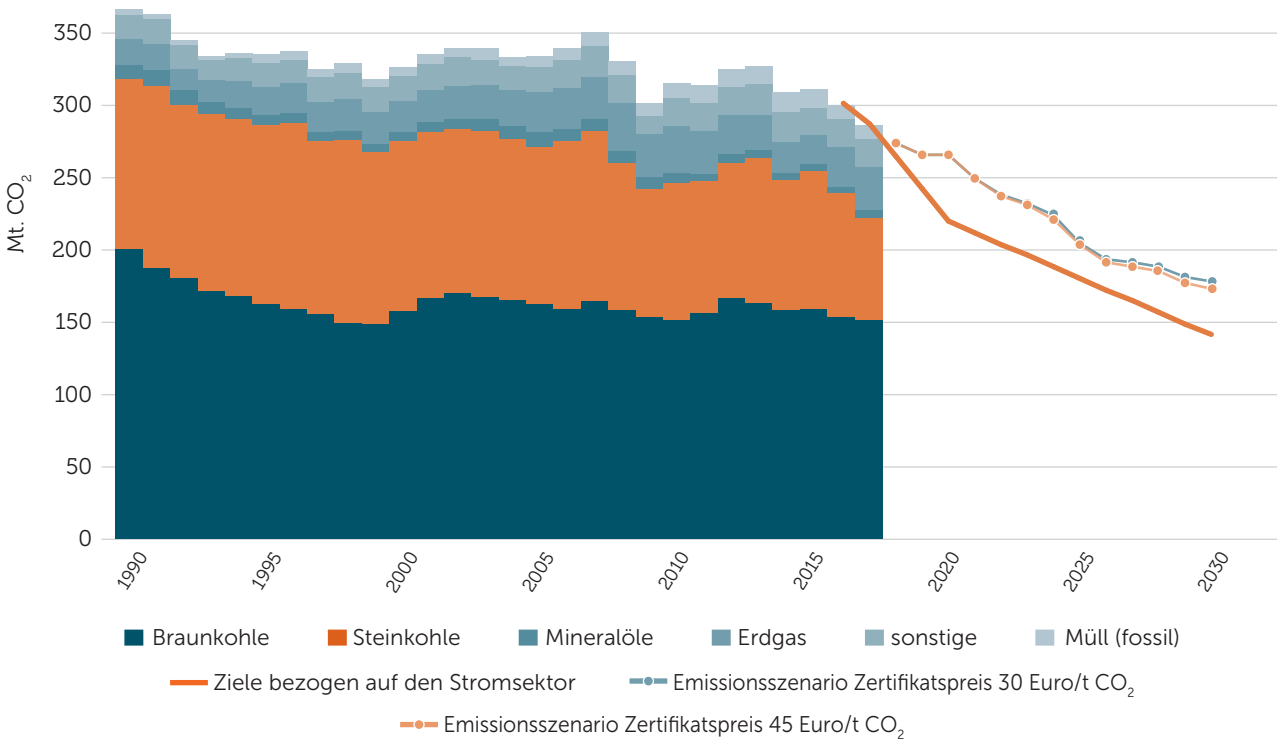
⁸⁴ Der Strombörsenpreis hat sich infolge der Zertifikatspreiserhöhung innerhalb eines Jahres um mehr als ein Drittel erhöht, auf über 40 Euro/MWh. Wie schnell und wie hoch der Strompreis weiter steigt, bleibt aber unklar: bspw. Carbon Tracker 2018

⁸⁵ Es bleibt unklar, bei welchem Preis ein fuel switch tatsächlich stattfindet. Bei parallel steigenden Gas- und Steinkohlepreisen können Braunkohlekraftwerke trotz steigender Zertifikatspreise noch lange wirtschaftlich und damit auf dem Markt bleiben.

gen des Beratungsunternehmens enervis⁸⁶ zeigen, dass das ETS-System erst mit einem relativ hohen Preis (bis auf 70 Euro/t CO₂) zu einem strukturellem fuel switch in der deutschen Merit Order von Braunkohle auf Gas führt. Mit einem niedrigeren Preis – bspw. 30 oder 45

Euro/t CO₂ – wären die Klimaziele 2030 im deutschen Stromsektor also nicht erreicht (Abbildung 6). Die europäischen Ziele können also mit dem ETS eingehalten werden; für die Einhaltung nationaler Ziele ist das System weder geeignet noch gedacht.

Abbildung 6: CO₂-Emissionen der deutschen Stromerzeugung



Quelle: Berechnungen der enervis energy advisors GmbH im Auftrag der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE

Obwohl das ETS theoretisch den besten und kosteneffizientesten europäischen Klimaschutz gibt, kann seine tatsächliche Effektivität auch kritisch hinterfragt werden. Der erhebliche Überschuss von Zertifikaten könnte den Preis noch mehrere Jahre relativ niedrig halten. Das Horten von Zertifikaten sowie Spekulation machen den Preis volatil und den künftigen Preispfad schwer berechenbar. Grundsätzlich ist der Zertifikatspreis von der volkswirtschaftlichen Entwicklung abhängig und sinkt mit jeder Rezession sowie mit unerwarteten Effizienz-Sprüngen in der Industrie.⁸⁷ Zudem gibt es keine Garantie, dass die tatsächlichen Emissionen dem festgelegten Zertifikatspfad folgen. Das sogenannte Mengensystem ETS ist eigentlich ein dreigeteiltes Preissystem: Um Carbon Leakage zu vermeiden, bekommen große Teile der energieintensiven Industrie ihre Zertifikate gratis, der Zertifikatspreis liegt momentan bei rund 20 Euro/t CO₂ und Anlagenbetreiber, die ihre Zertifi-

katsmenge überschreiten, zahlen eine Geldbuße von 100 Euro/t CO₂. Die europäische Umweltagentur⁸⁸ rechnet damit, dass mit den vorhandenen Policy-Maßnahmen die Emissionen aus den emissionshandlungspflichtigen Anlagen die Zertifikatsmengen ab Mitte der 20er Jahre strukturell überschreiten werden (Abbildung 7). Setzte sich diese Entwicklung – ohne zusätzliche Maßnahmen in den Mitgliedstaaten – fort, könnte nicht sichergestellt werden, dass die europäischen 2030- und 2050-Klimaziele tatsächlich eingehalten werden.

Zudem werden durch die steigende Volatilität des Zertifikatspreises die Preissignale unsicherer, was die Planungssicherheit nicht fördert. Investitionen in CO₂-Vermeidungstechnologien werden häufig nur getätigt, wenn der CO₂-Preis relativ stabil steigt. Schließlich ist das ETS ein politisches Konstrukt. Mit steigendem oder

⁸⁶ enervis energy advisors GmbH, in einem Hintergrundpapier für die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE. Die Berechnungen basieren auf einem europäischen Strommarktmodell. Es wird angenommen, dass 65 Prozent der Stromnachfrage in 2030 durch EE gedeckt werden. Steinkohle- und Gaspreise steigen im Betrachtungszeitraum moderat an.

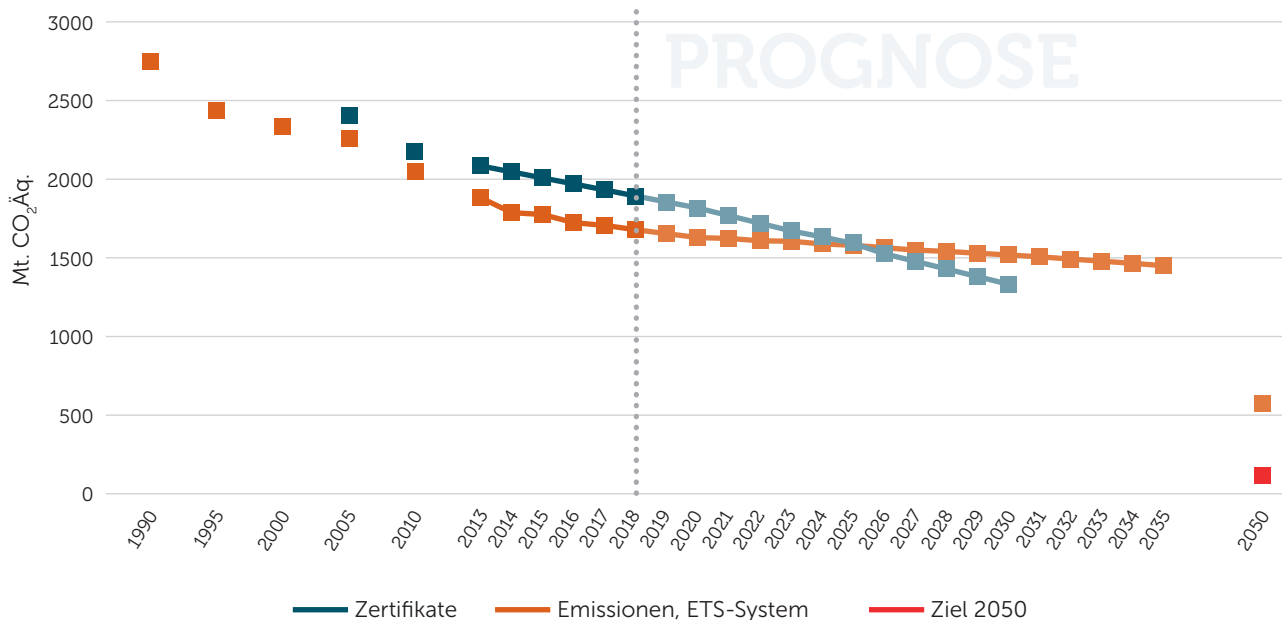
⁸⁷ Siehe Joint Statement von CEEP, EFET und Eurelectric 2018

⁸⁸ EEA – European Energy Agency

sehr volatilen Preis wird sich die deutsche und europäische Diskussion um kompensatorische Maßnahmen (freie Zuteilung von Zertifikaten, langsamerer Reduktionsfaktor, Ausnahmeregelungen u. ä.) verschärfen: Die Anträge auf

freie Zertifikate steigen schon. Es wurde noch nie getestet, ob das ETS einen längeren Zeitraum mit sehr hohen Preisen und struktureller Knappheit von Zertifikaten politisch überlebt.

Abbildung 7: Zertifikate und prognostizierte Emissionsminderung in ETS-Sektoren



Quelle: Eigene Darstellung nach EEA 2017

Im Ergebnis bildet also das ETS-System einen guten Rahmen für die Treibhausgasreduzierung in der europäischen Stromwirtschaft (und Industrie). Zusätzliche europäische oder nationale Maßnahmen könnten aber notwendig werden, um ehrgeizigere (nationale) Minderungsziele zu erreichen oder sicherzustellen, dass die Planungssicherheit bezüglich der Energiekosten gestärkt wird.

4) Der Umrüstungspfad

In den obigen Modellen sind die Folgen eines beschleunigten EE- und Speicher-Ausbaus sowie von dynamischeren Strom- und CO₂-Preisentwicklungen und damit zusammenhängende Veränderungen der Vollnutzungsstunden der Kraftwerke nicht oder nur teilweise inkludiert. Diese Faktoren sowie technologische Veränderungen der bestehenden Kraftwerke würden die Emissionen aber erheblich mindern können und gleichzeitig die verfügbare gesicherte Kraftwerksleistung aufrechterhalten.

- Mit dem fortschreitenden Ausbau der EE, Übertragungsnetze und Speicher sinkt der Bedarf an Kohlestrom automatisch.⁸⁹ Würden im Jahr 2030 tatsächlich 65 Prozent des Stromverbrauchs aus EE gedeckt sowie die Ziele des Netzausbauplans erreicht, wären die Klimaziele mit relativ

moderaten zusätzlichen Maßnahmen für einen Kohle-zu-Gas-Switch erreicht. Ein Mechanismus auf dem Strommarkt zur Vergütung für bereitgehaltene Kapazitäten oder Flexibilität (neben der Leistungsvergütung am Energy Only-Markt, vgl. die Sicherheitsbereitschaft) würde die Anreize zur Abschaltung von Kohlestromanlagen an sonnigen und windigen Tagen stärken. Ein höherer (und stabiler) CO₂- oder Zertifikatspreis würde die Merit Order am Strommarkt dauerhaft ändern und die Wirtschaftlichkeit der Kohleverstromung – insbesondere der ineffizientesten Anlagen – verringern.

Diese Mechanismen – EE-, Netz-, und Speicherausbau sowie Veränderungen an den Strom- und CO₂-Märkten – setzen nicht an den fossilen Kraftwerken selbst an, reduzieren aber ihre Betriebsstunden und senken ihren CO₂-Ausstoß bei beibehaltener Versorgungssicherheit. Die erwünschte Emissionsreduktion wird damit weniger durch eine ordnungspolitische Abschaltungsliste erreicht, sondern hängt mehr mit den veränderten wirtschaftlichen Anreizmechanismen im Gesamtsystem Strom zusammen.

⁸⁹ Vgl. Agora Energiewende 2018

- Technologische Maßnahmen in bestehenden Kraftwerken, z. B. der Einsatz von Anlagen zur Vortrocknung von Kohle oder die (Mit-)Verbrennung gasförmiger oder fester Biomasse (bspw. Pellets⁹⁰), würden die spezifischen Emissionen der Kohlekraftwerke senken. Auch die Umrüstung der Braun- und insbesondere Steinkohlekraftwerke⁹¹ auf Erdgas (KWK) und später erneuerbares Gas ist eine mittel- bis langfristige Alternative zu deren Abschaltung. So wird eine deutlich höhere energetische Effizienz erreicht und weniger CO₂ ausgestoßen. Die Umrüstkosten variieren mit Alter und Typus der Anlagen; ob eine Umrüstung wirtschaftlich ist, hängt stark vom CO₂-Preis sowie den Strom- und Gaspreisen ab.
- Auch der potenzielle Einsatz disruptiver Technologien in den bestehenden, konventionellen Kraftwerken muss für die CO₂-Reduktion mitgedacht und bewertet werden. Sollten Speicher oder (grüne) Gaskraftwerke nicht schnell genug ausgebaut werden, um die Leistung fossiler Kraftwerke zu kompensieren, können CO₂-Abtrennungssysteme – die den CO₂-Ausstoß um über 90 Prozent verringern können⁹² – eine wichtige Rolle für die THG-Minderung im Stromsektor (national oder global) spielen. Neueste Forschungsergebnisse⁹³ zeigen, wie bestehende thermische Kraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke umgebaut und durch Speicherung und weitere Verstromung von (überschüssigem) EE-Strom THG-neutral in Betrieb bleiben können.

Ein solcher „Umrüstungspfad“ könnte die spezifischen Emissionen, Volllaststunden und damit die Gesamtemissionen des konventionellen Kraftwerksparks erheblich senken. Da die Kraftwerke nicht alle ganz aus dem Netz genommen würden, wäre die Versorgungssicherheit nicht gefährdet. Gesamtkosten, Effektivität und weitere Folgen dieser Maßnahmen (oder deren Kombination) sind noch weitgehend unklar, weshalb die Potenziale solcher Lösungen für einen schnellen und zuverlässigen Umbau zu einem THG-neutralen Stromsystem unverzüglich erörtert werden müssen.

4.2 Den Emissionsminderungspfad aktiv gestalten.

Mit dem Beschluss, bis 2023 aus der Kernenergie auszustiegen, hat Deutschland auf insgesamt rund 20 GW gesicherte Leistung verzichtet. Die installierte Kohlekapazität liegt bei über 40 GW. Die Herausforderung, als Industrieland 60 GW gesicherte Leistung in einem relativ kurzen Zeitraum abzuwickeln – ohne zu wissen, welche Technologien als Ersatz eingesetzt werden sollen – ist beispiellos.

Angesichts der großen Unsicherheit für das Gesamtsystem Strom, die mit einer schnellen Abschaltung von konventionellen Kraftwerken verbunden ist (These 3), muss breiter diskutiert werden, mit welchen technologischen, wirtschaftlichen und ordnungspolitischen Maßnahmen die Klimaziele im Stromsektor erreicht werden können. Eine Kodifizierung eines Minderungs- oder Ausstiegspfads kann ein Instrument sein, um mehr Transparenz, Planungssicherheit und Akzeptanz bei der Entwicklung des Stromsystems zu schaffen. Das Ziel muss aber sein, die Emissionen und nicht die sicheren Erzeugungskapazitäten schnellstmöglich und am kosteneffizientesten zu reduzieren. Parallel zum Abschalten muss ein konkreter Zubau-, Umrüstungs- und/oder Anschaltplan für THG-neutrale gesicherte Leistungskapazitäten entwickelt bzw. umgesetzt werden. Es braucht dafür eine fundierte Debatte und einen Vergleich der gesellschaftlichen Gesamtwirkungen bei den verschiedenen Pfaden zur THG-Neutralität in der Stromwirtschaft. Ein solcher Vergleich steht noch aus.

⁹⁰ Großbritannien hat seine Emissionen aus dem Stromsektor zwischen 2012 und 2016 halbiert, u. a. durch eine Kombination von mehr Erdgaskraftwerken, die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Verbrennung von Pellets und den Ausbau der EE. Siehe auch DENA 2012b

⁹¹ Eine Umrüstung von Steinkohle auf Erdgas ist bei vielen Steinkohlekraftwerken technisch möglich. Braunkohle-Blockkraftwerke dagegen lassen sich nur schwer auf den Betrieb mit Erdgas umrüsten. Das liegt an ungeeigneten Kesselgeometrien, fehlenden Gasinfrastrukturen und Dampfturbinensträngen, die für den Betrieb als GuD-Anlage zu groß sind. Die Vorteile der GuD, wie Flexibilität und schnelle Startzeiten, würden verloren gehen. Kleine Braunkohleanlagen jedoch, z. B. viele Industriekraftwerke, wurden vereinzelt umgerüstet. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH 2016

⁹² Bspw. RWE Power 2009

⁹³ Bspw. vom DLR Institut für Solarforschung Jülich

5

5. Die energetische Transformation hat eine regionale sowie europäische Dimension: Aus Strukturförderung muss Industriepolitik werden.

In Deutschland, Europa und weltweit stehen viele Regionen unter einem enormen Veränderungsdruck durch das Auslaufen der fossilen Stromerzeugung sowie die Transformation des Energieversorgungssystems in anderen Sektoren. Diese Prozesse müssen regional- und strukturellpolitisch begleitet werden. Richtig gemacht, kann die deutsche Strukturpolitik für andere Länder Beispiele liefern, wie klimapolitisch bedingter Strukturwandel zu bewältigen ist.

5.1 Regionale Wertschöpfungsketten und Arbeitsmärkte sichern.

Die deutschen Stromerzeugungskapazitäten sind regional sehr unterschiedlich verteilt. Die EE werden vor allem im Norden und im Süden des Landes erzeugt. Die Braunkohletagebaue und die damit verbundenen Kraftwerke bündeln sich in einem „Ost-West-Gürtel“. Im westlichen Teil Deutschlands befinden sich überwiegend Steinkohlekraftwerke.

Der Strukturwandel infolge eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung betrifft insbesondere die Braunkohleregionen: die Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt und das Rheinische Revier. Besonders betroffen ist die Lausitz, die überproportional stark von der Braunkohlewirtschaft dominiert wird.

Durch die Debatte rund um die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Herbst 2018 ist die regionalwirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische

Bedeutung der Braunkohlewirtschaft klarer geworden: Die Wertschöpfung der deutschen Braunkohleindustrie liegt bei über vier Mrd. Euro jährlich, davon rund 1,5 bis zwei Mrd. Euro allein in den ostdeutschen Bundesländern.⁹⁴ Von den ca. 20.000 Beschäftigten in den deutschen Braunkohle-Tagebauen und -Kraftwerken arbeiten 8.961 im Rheinland, 2.414 in Mitteldeutschland und 8.278 in der Lausitz.⁹⁵ Dazu kommen rund 1.300 Auszubildende⁹⁶ sowie mindestens 12.000 Stellen, die indirekt oder induziert mit der Braunkohlewirtschaft verbunden sind.⁹⁷ Insgesamt (und je nach Rechnungsweise) sind 30.000–70.000⁹⁸ Arbeitsplätze von der deutschen Braunkohle abhängig.⁹⁹

In der Lausitz ist auch die qualitative Bedeutung der Braunkohlewirtschaft als Arbeitgeber besonders ausgeprägt. Über zwei Prozent aller sozialversicherungspflichtig (SV) Beschäftigten und fast elf Prozent der SV-Beschäftigten im verarbeitenden Gewerbe sind im Kohlesektor tätig (zum Vergleich: Der gesamtdeutsche Durchschnitt liegt bei 0,06 respektive 0,28 Prozent).¹⁰⁰ Eine Auswertung auf Landkreisebene zeigt, dass in manchen Landkreisen der Lausitz nahezu jeder dritte Arbeitsplatz des verarbeitenden Gewerbes bei einem Betrieb der Braunkohlenindustrie angesiedelt ist. Zum Vergleich: Im Rheinland hängen in den am stärksten betroffenen Landkreisen 20 Prozent der Industriearbeitsplätze von der Braunkohlewirtschaft ab; in Mitteldeutschland liegt der Wert bei rund sieben Prozent (Tabelle 4).

⁹⁴ Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. 2017a; Prognos AG 2011; EEFA Forschungsinstitut 2011

⁹⁵ RWI 2018

⁹⁶ Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. 2017a

⁹⁷ RWI 2018

⁹⁸ Die Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2017a) rechnet mit 2,47 zusätzlichen Arbeitsplätzen für jeden Mitarbeiter in der Braunkohleindustrie – insgesamt also mit 70.000 direkten, indirekten und induzierten Arbeitsplätzen. Nach Berechnung der Prognos AG (2011) sind 16.790 respektive 5.535 Arbeitsplätze allein in den ostdeutschen Bundesländern indirekt und induziert von der Braunkohlewirtschaft abhängig – insgesamt 33.500 Arbeitsplätze. Der Zwischenbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ geht von insgesamt 60.000 Arbeitsplätzen aus.

⁹⁹ Diese Zahlen umfassen nur direkt vorgelagerte Produktionsbereiche oder Beschäftigung durch Konsumausgaben. Die starke Vernetzung zwischen Braunkohleindustrie und bspw. Chemieindustrie und damit der direkte Einfluss des Ausstiegs aus der Kohleverstromung auf die Wertschöpfungskette der chemischen Industrie werden hierbei nicht beachtet. Es ist zu erwarten, dass die beschäftigungspolitischen Auswirkungen eines Kohleausstiegs auch in den nachgelagerten Industriezweigen stark sein könnten.

¹⁰⁰ RWI 2018, 35

Tabelle 4: Bedeutung der Braunkohlewirtschaft als regionaler Arbeitgeber

Revier	Landkreise mit Braunkohle-Standorten ¹⁰¹	Erwerbstätige im verarbeitenden Gewerbe und Bergbau	Beschäftigte in der Braunkohlenindustrie		
			Anzahl	Anteil der Beschäftigten im verarbeitenden Gewerbe (%)	Anteil der regionalen Gesamt-Beschäftigung (%)
Rheinland	Rhein-Erft-Kreis, Rhein-Kreis Neuss	46.500	8.961	19,3	2,5
Mitteldeutschland	Burgenlandkreis, Saalekreis, LK Leipzig	35.400	2.414	6,8	0,8
Lausitz	LK Görlitz, LK Spree-Neiße	26.900	8.278	30,8	5,2

Quelle: Eigene Berechnung und Zusammenstellung nach Statistisches Jahrbuch NRW 2017; Statistisches Jahrbuch Sachsen-Anhalt 2017 und Statistisches Jahrbuch Sachsen 2017; Statistisches Jahrbuch Brandenburg 2017. Statistik der Kohlewirtschaft e. V. 2017a, 2018. Alle Angaben für 2016.

Die Arbeitsplätze in der Braunkohleindustrie unterscheiden sich von denen verwandter Branchen durch höhere Gehälter und eine stärkere Tarifbindung (Tabelle 5).

Tabelle 5: Arbeitnehmerentgelt und Tarifbindung im Braunkohlesektor

Wirtschaftszweig	Bruttojahresgehalt pro Arbeitnehmer (Deutschland)	Tarifbindung der Arbeitnehmer (% , Deutschland)
Kohlebergbau	58.900 Euro	73
Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden	54.000 Euro	62
Verarbeitendes Gewerbe gesamt	50.300 Euro	45

Quelle: Eigene Berechnungen nach Statistisches Bundesamt 2014, 2016

Ein Wegfall der Kohleverstromung wird also alle Regionen, insbesondere aber die Lausitz¹⁰² sozial und wirtschaftlich stark belasten. Es ist die Aufgabe der Strukturpolitik, die regionalen Wirtschaftsstrukturen und Gute Arbeit auch in der Transformation zu sichern und zu entwickeln.

5.2 Arbeitsorientierte Strukturpolitik

Zu den klassischen Maßnahmen der Strukturpolitik gehört die Stärkung der „harten“ Standortfaktoren durch Förderung von Kommunikations-, Transport- und Wohninfrastruktur, sowie der „weichen“ Standortfaktoren wie das Qualifikationsniveau der Beschäftigten, das kulturelle Angebot und regionale Forschungslandschaften. Erkenntnisse aus früheren strukturpolitischen Prozessen¹⁰³ zeigen, dass eine Kombination aus Infra-

struktur- und Wirtschaftsförderung einerseits sowie einer Netzwerk- und Institutionsentwicklung andererseits ein relativ effektives strukturpolitisches Konzept sein kann. In der konkreten Umsetzung spielen regionale Akteure aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft eine wichtige Rolle, um Leitbilder zu entwickeln, Wirtschaftspotenziale zu identifizieren und Modellprojekte zu organisieren. Die Politik hat die Verantwortung, innovative Wirtschaftskonzepte und unterstützende Rahmenbedingungen aufzustellen sowie regionale Netzwerk- und Dialogprozesse zu unterstützen. Für eine erfolgreiche Strukturpolitik ist es wichtig, dass ausreichend öffentliche Fördermittel¹⁰⁴ vorhanden sind und die finanziellen und politischen Rahmenbedingungen für Investitionen und Neu- und Re-Industrialisierungsprozesse stimmen.

¹⁰¹ Zuordnung der Landkreise nach den Standorten der Braunkohlekraftwerke gemäß der Kraftwerkliste der BNetzA 2017b.

¹⁰² Zu den Herausforderungen in der Lausitz gehört auch, dass sie hauptsächlich von Großunternehmen im Kohlebereich geprägt ist; die FuE-Ausgaben und der Anteil der Beschäftigten mit akademischem Abschluss sind relativ gering; die Einwohnerzahl ist rückläufig; die Lausitz hat eine hohe Arbeitslosenquote (9,4 Prozent) und eine teilweise schwache Infrastruktur: IAB 2018; RWI 2018

¹⁰³ Bspw. im Ruhrgebiet oder in der ostdeutschen Chemieindustrie („Chemiedreieck“): siehe Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE & Project Consult GmbH 2018a; Derlien et al. 1999

¹⁰⁴ Die 1,5 Mrd. Euro für Strukturförderung, die die Bundesregierung in der aktuellen Debatte über den Strukturwandel in den Braunkohleregionen aufgerufen hat, sind ein Startschuss. Sie reichen allerdings bei weitem nicht aus, langfristig die wegfallende Wertschöpfung aus der Braunkohle zu kompensieren.

Letzteres ist mit Blick auf eine moderne Strukturpolitik für die deutschen Braunkohleregionen besonders wichtig. Zwei übergeordnete Ziele sollen angestrebt werden: 1) Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit sowie die Arbeitsplätze in der industriellen Produktion bleiben regional erhalten, und 2) die regionalen Standortvorteile werden für die Entwicklung neuer Wirtschaftszweige genutzt.

Konkret bedeutet das, dass neue industrielle Wertschöpfungsstrukturen im selben Umfang und Takt etabliert werden müssen, wie die Wertschöpfung aus der Braunkohle reduziert wird. Häufig werden Regionen erst dann strukturpolitisch gefördert, wenn sie ein unterdurchschnittliches Einkommensniveau aufzeigen, bzw. wenn sie schon deindustrialisiert sind.¹⁰⁵ Die von der Energiewendepolitik wirtschaftlich negativ betroffenen Regionen müssen aber unterstützt werden, ganz egal, ob sie sonst wirtschafts- stark oder -schwach sind.

Das ist der Grund, warum – zusätzlich zu den traditionellen strukturpolitischen Konzepten – über sogenannte „Sonderfördergebiete“ in den Braunkohleregionen nachzudenken ist.¹⁰⁶ Das Konzept der Sonderwirtschaftszone ist bekannt: Sonderwirtschaftszonen existieren in etlichen Ländern (auch in der EU) und sind durchaus ein erfolgreiches Instrument, um regionale Wertschöpfungsstrukturen zu unterstützen und industrielle Investoren anzulocken. Sonderwirtschaftszonen gibt es in verschiedenster Varianten, sie sind beihilferechtlich in der EU umstritten, aber grundsätzlich im geltenden Recht möglich und durchsetzbar.¹⁰⁷

Mit dem Konzept des Sonderfördergebiets ist eine industrielle und arbeitsorientierte Förderungsstruktur gemeint, die neben finanziellen und verwaltungsbezogenen Anreizen für industrielle Unternehmen Arbeitnehmer- und Umweltschutz in den Blick nimmt. Mit dem Instrument des Sonderfördergebiets könnten Deutschland sowie andere Länder, die von einem Ausstieg aus der Kohleverstromung und regional konzentriert stark negativ betroffen sind, gezielt neue „Anker-Investoren“ in die Regionen locken.

5.3 Regionale Strukturpolitik: Beispiel Lausitz.¹⁰⁸

Die einzelnen strukturpolitischen Strategien in den betroffenen Regionen werden sehr unterschiedlich und vielfältig

ausfallen. Die Liste möglicher konkreter Projekte ist lang.¹⁰⁹ In der Lausitz mit ihren Standortvorteilen in der Energiewirtschaft und einem relativ hohen Fachkräftepotenzial sowie großen Freiflächen, scheint eine Strategie für die Weiterindustrialisierung im EE- oder Speicherbereich (z. B. Wind- und Solarenergie und PtX-Anlagen) sinnvoll. Wie Dr. Hans Gerd Prodoehl in einem Gutachten für die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2018) argumentiert, braucht es für die Neuansiedlung von Unternehmen vor allem stärkere Begleit- und Koordinationsstrukturen sowie neue regionalwirtschaftliche Rahmenbedingungen. Neben der Ausarbeitung und Etablierung von Sonderfördergebieten basiert eine langfristig angelegte Strukturpolitik insbesondere auf folgenden Rahmenbedingungen:

1. Einer langfristigen finanziellen Unterstützung vom Bund, ggfs. in Form eines Fonds für die Kohleregionen. Die Mittel soll sowohl in generelle Infrastrukturmaßnahmen als auch in industrielle Ansiedlungskonzepte investiert werden.
2. Etablierung einer regionalen Koordinationseinheit bzw. eines partizipativen Gremiums mit der Verantwortung, regionale Akteure zu koordinieren, über Mittelvergabe zu beschließen und Verhandlungen über die Regulatorik zu führen (z. B. Infrastruktur, beschleunigte Genehmigungsverfahren, Ansiedlung von Bundesbehörden etc.). Ihre Verantwortung ist es auch, ein industrielles und technologisches Gesamtkonzept für die Region auszuarbeiten – sprich, die Frage zu beantworten, wie neue industrielle Kerne in den Regionen zu stärken sind.
3. Eine verantwortliche Stelle oder eine(n) Sonderbeauftragte(n) für Strukturpolitik auf Bundesebene, mit dem Auftrag, Rahmenbedingungen mit Bezug auf Förderung und die Schaffung von Sonderfördergebieten zu verhandeln, Aktivitäten des Bundes und der Länder zu koordinieren, europäische strukturpolitische Prozesse zu begleiten und zeitliche Konsistenz in der Transformation zu gewährleisten.

Für den Transformationsprozess ist zu beachten, dass regionale Arbeitskräfte und Know-how zentrale Erfolgsfaktoren für industrielle Neuansiedlungen sind. Eine koh-

¹⁰⁵ Beispielsweise sind Fördermittel des europäischen Strukturfonds für Regionen möglich, die ein unterdurchschnittliches Einkommensniveau aufzeigen.

¹⁰⁶ Vgl. Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE & Project Consult GmbH 2018b

¹⁰⁷ Z. B. auf Basis von: Artikel 107, Absatz 3, Buchstabe c des AEUV, in Verbindung mit den Randziffern 168, 47, 153 und 167 der VO über Regionalbeihilfen; letztere Randziffer enthält den Hinweis auf „... zu erwartende[!] strukturelle Probleme“: Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE & Project Consult GmbH 2018b

¹⁰⁸ Auch die rheinischen und mitteldeutschen Reviere stehen vor großen strukturpolitischen Herausforderungen, doch tragen ihre starken Innovationszentren und industriellen Kerne außerhalb der Braunkohlewirtschaft zur sozialen und wirtschaftlichen Stabilisierung bei einem Kohleauslaufen bei. Grundlage dafür ist jedoch eine sichere und preisstabile Stromversorgung.

¹⁰⁹ Bspw. Investitionen in Wohn-, Verkehrs- und Kommunikationsinfrastruktur, schnelle ICE-Anbindung, 5G-Ausbau, der Ausbau regionaler Daseinsvorsorge, Verlagerung Staatlicher Hochschulen oder Bundebehörden, Etablierung von Forschungsinstituten.

leausstiegsbedingte Abwanderung von Fachkräften und von jungen Menschen muss vermieden werden. Funktionierende Wertschöpfungsketten und neue Beschäftigungsmöglichkeiten müssen im selben Umfang etabliert wie alte Strukturen abgewickelt werden. Eine deindustrialisierte Region ist nur sehr schwer wieder zu einem Industriestandort zu machen.

5.4 Europäische Strukturpolitik

Da viele europäische Regionen – z. B. in Polen, Rumänien und Griechenland – vor derselben Herausforderung stehen wie die deutschen Braunkohleregionen und teilweise noch stärker von der Kohlewirtschaft abhängig sind, wird die europäische Strukturpolitik eine wachsende Rolle für die sozial erfolgreiche Modernisierung und Dekarbonisierung Europas spielen.

Anpassungen in der europäischen Struktur- und Forschungsförderung sind notwendig, um Regionen in der Transformation zu unterstützen, auch wenn sie nicht überdurchschnittlich arm sind. Ein neuer „Just Energy Transition Fund“ im EU-Haushalt – wie von der Regierung Polens vor dem Klimagipfel in Katowice im Dezember 2018 vorgeschlagen – könnte zusätzliche finanzielle Unterstützung bieten. Das Konzept des Sonderfördergebiets könnte für mehrere Kohleregionen ein geeignetes Modell sein, um neue Industrien und Investoren anzulocken. Länderübergreifende Initiativen, z. B. in der Grenzregion Lausitz–Polen–Tschechien, könnten für industrielle Investoren interessant sein. Kurz: Eine ambitioniertere Energiewende und Klimapolitik auf europäischer Ebene fordern ein Neu- und Umdenken sowie eine Neustrukturierung der bestehenden, auf Armutsbekämpfung ausgerichteten Förderpalette.

5.5 Struktur- und Industriepolitik ist Langzeitaufgabe.

Ziel der Strukturpolitik ist eine planmäßige und arbeitsplatzneutrale Transformation zu neuen Wirtschafts- und Produktionsstrukturen. Eine Kombination von genereller Infrastrukturförderung und moderner Struktur- und Industriepolitik muss verstärkt zum Einsatz kommen.

Strukturpolitik schafft neue Optionen, die konkreten Effekte sind aber offen. Deswegen muss sie langfristig und gleichzeitig flexibel angelegt werden. Viele Akteure auf verschiedensten Ebenen müssen über Jahrzehnte mit- und zusammen wirken. Die einzelnen Maßnahmen sowie die Gesamtstrategie müssen kontinuierlich geprüft und nachjustiert werden. Hierfür sind langfristige Begleitstrukturen und Mechanismen des Monitorings von besonderer Bedeutung.

Bei der Umsetzung der Strukturpolitik spielen nicht zuletzt soziale Akteure wie Sozialpartner und Gewerkschaften eine strategisch bedeutende Rolle: Sie kennen die unternehmerischen Strukturen und haben direkten Zugang zu Wirtschaftsakteuren und Beschäftigten, so können sie Netzwerke und soziale Begleitprozesse gestalten. Wie in der These 2 zur Modernisierung der Industrie erwähnt, können soziale Innovationsprozesse auf betrieblicher Ebene dabei helfen, Beteiligungsdefizite und „Angstskaden“ beim Thema Strukturwandel zu beheben. Aktive Struktur- und Industriepolitik, die auf der Teilhabe der direkt Betroffenen basiert, bietet die Chance, die Entwicklung zur ökologischen Nachhaltigkeit ganz fundamental mit der wirtschaftlich und sozial nachhaltigen Entwicklung zu verbinden.

6. Ein neues Steuerungsregime für die Energiewende, einschließlich eines verbindlichen, unabhängigen Monitoring-systems, ist überfällig.

In ihrer ersten Phase wurde die Energiewende in Deutschland im Wesentlichen durch das EU-ETS und das EEG gesteuert. Neben der regressiven Verteilungswirkungen der EEG-Umlage (These 1) ist das aktuelle Steuerungsregime ökologisch nicht effektiv genug, dazu kosten-ineffizient und intransparent. Insbesondere das nationale Regime rund um das EEG besteht aus einem Patchwork verschiedener, historisch gewachsener und uneinheitlicher, sich überschneidender und schwer nachvollziehbarer Regeln, Steuern und Märkte.¹¹⁰ Die als Übergangslösung gedachte EEG-Umlage ist zu einem komplexen Abgabensystem voller Verteilungs- und Abgrenzungsproblematiken geworden. Die Lenkungswirkung mancher Energiesteuern ist schwach oder irreführend – z. B. bei der Stromsteuer. Wegen der Abgaben, Steuern und Umlagen auf Strom bleiben fossile Energieträger in manchen Sektoren – z. B. im Wärme- und Verkehrsbereich – die günstigere Alternative, dies bremst die Sektorenkopplung.¹¹¹ Das ETS ist erst in jüngster Zeit seiner Lenkungsaufgabe nachgekommen (These 4). Für die notwendigen technologischen Sprünge in der Industrie fehlen finanzielle Unterstützung und Anreize (These 2).

Langsam rücken radikalere Veränderungen des Regimes in dem Blickpunkt. Neue Anreizmechanismen für die Energie- und CO₂-Märkte, intelligentere öffentliche Förderung sowie eine ordentliche politische Koordination sind für die Transformation und die Innovationsoffensive dringend notwendig.

6.1 EE-Förderung und Strommarktdesign: Elektrische Kapazität und Flexibilität braucht ihren Preis.

Das Stromsystem ist eine zentrale Schlüsselinfrastruktur unserer Gesellschaft; mit der fortschreitenden Sektorenkopplung wird es eine noch zentralere Rolle einnehmen. Ein funktionierender Strommarkt sorgt dafür, dass die Kostenstrukturen der verschiedenen Energieträger abgestimmt und das Zusammenspiel aller Akteure organisiert wird. Das Design des deutschen Strommarktes basiert auf

dem EU-Binnenmarkt für Elektrizität. Grundsatzfragen wie z. B. was zukünftig national oder europäisch, über den Markt oder über staatliche Lenkung zu regeln ist, gehören für die nächste Phase der Energiewende verstärkt auf die Agenda.

Eine zentrale Problematik ist, dass das heutige Strommarktdesign und das EEG-Umlagesystem nicht den notwendigen langfristigen Rahmen bieten, um den Konflikt zwischen mehr EE und gleichbleibender Versorgungssicherheit sowie Systemstabilität zu entschärfen (These 3). In der Vergangenheit – als die EE eine geringere Rolle im System spielten – wurden die konventionellen Kraftwerke am grenzkostenbasierten Strommarkt sowohl für „elektrische Arbeit“ als auch für ihre „Leistung“ oder Flexibilität (Versorgungssicherheit) entlohnt. Mit wachsendem EE-Anteil und dem Einspeisevorrang ergibt sich zunehmend eine Trennung zwischen den Bereitstellern der elektrischen Arbeit (EE-Erzeuger) und den Bereitstellern von gesicherter Leistung sowie Flexibilität (konventionelle Kraftwerke oder Speicheranbieter). Der grenzkostenbasierte Preisfindungsprozess im Zuge der Merit Order und mit immer mehr EE-Anlagen mit Grenzkosten von (nahe) Null, führt zu volatileren und (langfristig) zu geringeren Strompreisen an den Börsen. Mit Strombörsenpreise gegen Null können weder die fixen Kosten der erneuerbaren Energien noch die der fossilen Energieträger über die Marktpreise realisiert werden. Folglich wachsen die Investitionsrisiken für beide Erzeugungstypen. Am Energy Only-Markt wird gesicherte Leistung also nicht (mehr) entsprechend ihrer Bedeutung für ein versorgungssicheres System vergütet; die Anreize zu mehr EE-Installation sind bei einem hohen EE-Marktanteil gering.

Das EEG ist in den letzten Jahren wiederholt novelliert worden – etwa durch die Einführung von Ausschreibungssystemen für einzelne EE-Technologien wie Photovoltaik oder Windenergie. Bei gemeinsamen Ausschreibungen von

¹¹⁰ Z. B. gibt es derzeit 26 Gesetze und 33 Verordnungen, die unterschiedlich detailliert Erzeugung, Speicherung, Übertragung, Verteilung und Verbrauch von Energie regeln: Bundesrechnungshof 2018

¹¹¹ Eine gründliche Überprüfung der bestehenden Steuer- und Abgabensysteme aller Sektoren ist von der Bundesregierung im Klimaschutzplan 2050 vorgesehen.

Photovoltaik und Windkraftanlagen gingen zuletzt alle Losgrößen an die kostengünstigeren Photovoltaik-Angebote.

Angesichts des Investitionsbedarfs für den Umbau des Stromerzeugungsmixes und die Modernisierung der Netzinfrastruktur sind diese Anpassungen aber nicht ausreichend. Die wachsenden Widersprüchlichkeiten zwischen Marktdesign und EE-Förderung sind für ein hochindustrielles Land wie Deutschland gefährlich. Die Expansion der Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraftanlagen macht einen flexiblen Systembetrieb notwendig, um eine stabile Versorgung zu gewährleisten (These 3). Diese Herausforderung wird durch das bisher entwickelte Marktdesign und die eindimensionale, ausschließlich auf Preiskomponenten abzielende Ausschreibungspraxis nicht adressiert.

Jedoch gäbe es viel Potenzial, eine flexible Stromversorgung zu sichern: Zunehmend können Batteriespeicher mit gasbefeuerten Spitzenlastkraftwerken konkurrieren; viele Unternehmen bereiten sich auf nachfrageseitiges Lastmanagement vor und könnten noch mehr erbringen, wenn diese Leistungen entsprechend bezahlt würden (These 2). Auch wenn mittelfristig die Systemflexibilität größtenteils durch konventionelle Kraftwerke gesichert wird, müssen Netzausbau, Energiespeicherung und Lastmanagement zunehmend Eingang ins Marktdesign finden. Da die klimapolitischen Ziele nicht nur den Stromsektor betreffen, sondern auch die Sektoren Mobilität und Wärme, sind zudem integrative Elemente am Strommarkt notwendig, die die Sektorenkopplung vorantreiben.

Für die nächste Phase der Energiewende und angesichts der Technologiekostenentwicklungen sowie dem Systemnutzen der Erzeugungsoptionen sind damit tiefgreifende Anpassungen am Strommarkt und des Förderungssystems notwendig. Eine Möglichkeit wäre ein erweitertes Ausschreibungsdesign – eine „Ausschreibung plus“ –, um mehrere Technologien und deren Verknüpfung zu unterstützen sowie Aspekte der Flexibilität und des Systemnutzen beim EE-Ausbau zu integrieren. Kombinierte Ausschreibungen – etwa Ausschreibungen von PV- und Windleistung mit gekoppelter Wasserstoffproduktion (=EE-Hybridkraftwerke)¹¹² – wären ein Pfad, um flexible Stromproduktion zu fördern und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der EE zu erhöhen. Auch Kapazität (d. h. gesicherte Leistung, auch aus Kohle und/oder Gas) könnte parallel oder in Kombination mit EE in Auktionsverfahren ausgeschrieben werden, bzw. die staatliche Förderung würde für (Kombinationen von) Kapazität und geleistete Arbeit bezahlt werden.¹¹³ Auch eine verstärkte Regionalisierung der Ausschreibungen dürfte

zielführend sein.¹¹⁴ Ein erweitertes Ausschreibungsverfahren – hin zu technologie- und sektorenübergreifenden Ausschreibungen –, bei dem kombiniert wird und bei dem der Fokus auch auf Kapazität und Flexibilität liegt, könnte helfen, das bisherige einseitige Ausschreibungsmodell an die neuen Bedingungen und Systemanforderungen anzupassen.

Eine zweite Möglichkeit, Flexibilität im Stromsystem und weiteren EE-Ausbau zu gewährleisten, wäre die Einführung einer Flexibilitätsvergütung am oder neben dem Strommarkt. Beispiele hierfür sind Flexibilitätsprämien, Leistungs-Abgaben oder eine gesonderte Vergütung von Reservekraftwerken (vgl. die Sicherheitsbereitschaft). Möglich wäre auch die Etablierung von „Systemstabilisatoren“, d. h. Kraftwerken, die unmittelbar für die Frequenz- und Spannungshaltung und den Systemeigenschutz des Netzes zur Verfügung stehen und dafür vergütet würden.¹¹⁵ Die Einspeisevergütung – z. B. für Biomassekraftwerke – könnte auf die Zeiten gelenkt werden, wenn Wind und Solar nicht erzeugen können und ihre gesicherte Leistung gebraucht wird. Es könnten auch einzelne Komponenten der Abgaben und Umlagen, z. B. die Netzentgelte, hin zu Kapazität und Flexibilität umgestaltet werden. Solche Flexibilitäts-Komponenten würden die Anreize zur Überproduktion von Strom verringern, die Flexibilität im System fördern sowie die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlagen erhöhen.

Ganz grundsätzlich ist die Politik hier gefragt, den Strommarkt sowie die Fördermechanismen für die nächste Phase der Energiewende anzupassen. Sie ist dafür verantwortlich, die richtigen Rahmenbedingungen für die Schaffung und Aufrechthaltung eines THG-neutralen, flexiblen und sicheren Stromsystems zu setzen. Ein robustes und nachhaltiges Stromsystem ist ein gesellschaftliches common good. Für eine gelungene Energiewende und Innovationsoffensive in allen Sektoren müssen der EE-Strom sowie gesicherte und flexible Leistung angemessen vergütet werden. Dafür spielt eine zügige Anpassung von Strommarkt und Ausschreibungs- bzw. Vergütungssystem eine ganz zentrale Rolle.

6.2 Das Steuerungs- und Finanzierungsregime muss auf klaren Prinzipien beruhen.

Allgemein betrachtet muss der zukünftige Lenkungs- und Finanzierungsrahmen für die Energiewende insgesamt auf klaren und nachvollziehbaren Prinzipien basieren, um die langfristige gesellschaftliche Akzeptanz der Transformation zu gewährleisten.

¹¹² Siehe Vorschlag von E-Bridge et al. Dezember 2018

¹¹³ Vgl. Vorschlag von Bofinger 2013

¹¹⁴ Kürzlich erhobene Forderungen nach Regionalquoten für Windenergieanlagen On-shore unterstreichen diese Perspektive.

¹¹⁵ Siehe z. B. Vorschlag von Neldner Consult 2012

Zentrale Grundsätze sind:

- **Effektivität und Kosteneffizienz:** Die Energiewende muss beschleunigt und in mehreren Sektoren kosteneffizient vorangetrieben werden.
- **Das Verursacherprinzip:** Wer weniger für den Klimaschutz leistet, soll mehr bezahlen. Nachhaltige Technologien und Aktivitäten sollen begünstigt werden.
- **Verteilungsgerechtigkeit:** Die Kosten der Energiewende müssen gerecht verteilt sein. Dies gilt auch mit Blick auf Beschäftigungsentwicklung.
- **Transparenz:** Die Kostenverteilung einschließlich etwaiger Ausnahmeregelungen muss nachvollziehbar und transparent sein.
- **Planungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit:** Planungs- und Investitionssicherheit müssen während der gesamten Transformation gewährleistet sein. Nationale Preisentwicklungen müssen mit der internationalen Wettbewerbslage abgestimmt werden.

In Tabelle 6 werden einige in der Debatte häufig vorkommende Lenkungs- und Finanzierungsmodelle der Energiewende auf Basis der oben gelisteten Prinzipien verglichen.

Tabelle 6: Vergleich verschiedener Finanzierungs- und Lenkungsmodelle der Energiewende

Modell		Stärken	Schwächen
Umlage	Beibehaltene bzw. ausgeweitete Umlagefinanzierung der Stromwende und Sektorenkopplung: Einführung einer Energiewende-Umlage auch in den Sektoren Wärme und Verkehr.	<ul style="list-style-type: none"> • Anreize zum verstärkten Einsatz von ausgewählten THG-Minderungsmaßnahmen in mehreren Sektoren. • Politisch relativ „stabil“, da die Ausgaben für Klimaschutzmaßnahmen nicht direkt über den politischen Prozess verhandelt werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Überträgt die Nachteile des jetzigen Umlagemechanismus (regressive Kostenverteilung, enger technologischer Fokus) auf andere Sektoren. • Teuer für die Verbraucher: je mehr EE ausgebaut wird, desto teurer wird der Strom. Standortproblematisch. • Carbon Leakage-Schutz notwendig. • Intransparent, da die Förderung nicht im Rahmen des Haushaltes diskutiert wird.
Haushaltsfinanzierung	Verschiedene Modelle: Direkt aus dem Haushalt, über einen „Energiewende-Fonds“ ¹¹⁶ oder „Energiewende-Soli“. Prinzipiell werden die Energiewende-Kosten ganz oder teilweise aus öffentlichen Mitteln gedeckt. ¹¹⁷	<p>Je nach Modell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Weniger regressive Kostenverteilung als mit Umlage. • Mehrere Akteure/Sektoren werden in die Finanzierung eingebunden. • Weniger nationale Marktverzerrungen wegen des geringeren Bedarfs an Ausnahmeregelungen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Kein Verursacherprinzip: Keine direkten Anreize für Emissions-Reduktion oder Maßnahmen zum effizienten Umgang mit Strom/Energie. • Keine Anreize für Sektorenkopplung. • Potentiell technologisch enger Fokus.
CO2-Steuer	Verschiedene Modelle: Als Ersatz für alle Energiesteuern und -abgaben oder „On-Top“; in manchen oder allen Sektoren; Input- oder Verbrauchssteuer; national oder international; Minimumsteuersatz oder Korridor. ¹¹⁸	<p>Je nach Modell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verursacherprinzip. • Anreize zu Effizienzmaßnahmen, da eine Steuer stärker nach CO₂-Intensität des Energiemix differenziert als eine Umlage. • Anreize zu Sektorenkopplung durch Angleichung und Vereinachung der CO₂-Preissignale verschiedener Sektoren. • Politisch festgelegter CO₂-Preis gibt Investitionssicherheit. • Hohe Steuereinnahmen, die oder für Transformationsmaßnahmen genutzt werden können. 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigende Strompreise wegen höheren Stromgestehungskosten sowie ggfs. veränderter Merit Order am Großhandelsmarkt. • Standortproblematisch. Carbon Leakage-Schutz für energieintensive Industrien notwendig.¹¹⁹ • Starke Ausgleichs- und Rückvergütungsmechanismen an Unternehmen, Arbeitnehmer und Bürger wären notwendig, um regressive Verteilungswirkung zu vermeiden.¹²⁰

¹¹⁶ Siehe z. B. den Vorschlag der DGB-Gewerkschaften im Jahr 2014: DGB 2014

¹¹⁷ Eine Haushaltsfinanzierung könnte ggfs. ab einem gewissen Niveau Kosten der EEG-Umlage oder Kosten für die Ausnahmeregelungen übernehmen. Der BDEW berechnet bspw., dass die Umlage um fast ein Viertel reduziert werden könnte, wenn die BesAR für die stromintensive Industrie aus dem Haushalt finanziert würde: BDEW 2017b. Eine Haushaltsfinanzierung für die von nun an gebauten EE-Anlagen würde die Umlage in 20 Jahren auf null reduzieren.

¹¹⁸ Vgl. z. B. Corsi et al. 2017

¹¹⁹ Bspw. Ausnahmeregelungen, Grenzsteuerausgleich oder ein EU-weit festgelegter Industriestrompreis.

¹²⁰ Bspw. Rückvergütung an Arbeitnehmer und Bürger nach Schweizer Modell; Unterstützungsmaßnahmen bei der Grundsicherung und Wohngeld oder BAföG; Innovations- und Investitionsförderung.

Modell		Stärken	Schwächen
ETS	Ausweitung der EU-ETS auf andere Sektoren oder mit einem Mindestpreis für Zertifikate.	<ul style="list-style-type: none"> • Ein mengenbasiertes CO₂-Handelssystem gibt theoretisch den kosteneffizientesten Klimaschutz. • Ein Mindestpreis oder -Pfad für Zertifikate würde die Planungssicherheit und Lenkungswirkung des Systems erhöhen. • Internationalisierung des ETS steht auf der COP-Agenda; wäre ggfs. weniger protektionistisch als z. B. CO₂-Steuer mit Grenzsteuerausgleich. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ohne Mindestpreis wenig Investitionssicherheit bzw. unklare Anreize zu CO₂-Minderungs- oder Effizienzmaßnahmen, da die Zertifikatspreise sehr volatil bleiben (können). • Ausweitung auf non-EHS-Sektoren relativ bürokratisch. • Carbon Leakage-Schutz erforderlich.
Ordnungsrecht	Abschaltung, Verbote bestimmter Technologien u. ä.	<ul style="list-style-type: none"> • Direkt ökologisch effektiv mit schneller nationaler Wirkung. • Verursacherprinzip. 	<ul style="list-style-type: none"> • Unklare Kosteneffizienz. • Unklare Planungs- und Investitionssicherheit für Marktakteure. • Unklare Verteilungswirkungen. • Carbon Leakage-Schutz ggfs. erforderlich.

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach verschiedenen Quellen

Eine vertiefte Debatte über ein neues Lenkungs- und Finanzierungsregime für die nächste Phase der Energiewende ist überfällig. Ein neues Regime muss die Entwicklung hin zur Treibhausgasneutralität im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie intensivieren. Jedoch muss die Gesamtwirkung der Modelle genau geprüft werden – auf THG-Emissionen, Ressourcennutzung, Verbraucher und Unternehmen sowie auf ihre langfristige Anreizwirkung auf Innovations- und Investitionsvorhaben. Klar ist, dass die Kosten der Transformation nicht wie bisher fast ausschließlich auf Stromkunden abgewälzt werden können – das widerspricht der Zielsetzung der Sektorenkopplung. Schwierige Zielkonflikte, bspw. zwischen dem Verursacherprinzip und der Verteilungsgerechtigkeit oder der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und schneller nationaler THG-Minderung, müssen mit konkreten Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen entschärft werden.

Vor diesem Hintergrund braucht die Energiewende vor allem eine ordentliche politische Koordination, beispielsweise eine gesamtverantwortliche Stelle in der Bundesregierung oder im Modell einer Bund-Länder-Koordination.¹²¹ Darüber hinaus muss ein verbindliches, unabhängiges, technologisches sowie politisches Monitoringsystem etabliert werden, um die Maßnahmen zur Energiewende regelmäßig zu überprüfen bzw. bei Bedarf zu justieren. Die Ethikkommission für eine sichere Energieversorgung schlug schon 2011 vor, „[...] das Amt eines unabhängigen Parlamentarischen Beauftragten für die Energiewende beim Deutschen Bundestag einzurichten und ein Nationales Forum Energiewende zu schaffen.

Fortschritte müssen durch den Parlamentarischen Beauftragten für die Energiewende im Monitoring-Prozess jährlich überprüft werden.“ Dieser Vorschlag ist immer noch sehr aktuell.

¹²¹ Vgl. Bundesrechnungshof 2018

7

7. Das Generationenprojekt Energiewende braucht eine stabile politische Flankierung: Beschäftigte und Gewerkschaften sind zentrale Akteure für den Erfolg.

7.1 Eine gerechte Energiewende garantiert langfristige Akzeptanz.

Es gibt in der Gesellschaft große Unterstützung für die Energiewende als Idee und Ziel. Allerdings sind die konkrete Umsetzung und die Maßnahmen umstritten.

Eine im Jahr 2017 durchgeführte Umfrage zeigt, dass eine Mehrheit der Bevölkerung die Energiewende als teuer, ungerecht und chaotisch bewertet.¹²² Um ihre langfristige Akzeptanz zu sichern, muss sie effektiver, gerechter und kosteneffizienter gestaltet werden (These 1, 5 und 6).

Die vielen kritischen Punkte der Energiewendepolitik, die in diesem Papier diskutiert wurden, verdeutlichen, dass die Energiewende starke und unterschiedliche Auswirkungen auf das Lebensumfeld von Menschen hat. Der Veränderungsdruck trifft in großem Ausmaß die industriellen Produktionsbereiche und deren Beschäftigte, insbesondere in der energieintensiven Industrie. Tagtäglich stehen sie im intensiven Wettbewerb mit Produktionsstandorten weltweit und erleben einen permanenten Veränderungsdruck. Energie- und Ressourcenfragen sind somit immer gleichzeitig Standortfragen.

Neben der Klimapolitik bewirken andere Entwicklungen wie die fortschreitende Globalisierung, Digitalisierung sowie der demografische Wandel schnelle Veränderungen innerhalb der Gesellschaft. Das kann zu wachsender Unsicherheit und Ungleichheit in der Bevölkerung sowie zu großen Veränderungen auf dem Arbeitsmarkt führen. Damit werden Qualifikationen schneller entwertet und der Anpassungsdruck der Arbeitnehmer steigt. Es besteht das Risiko, dass ein und dieselbe Bevölkerungsschicht überproportional von den negativen Auswirkungen der vielen, gleichzeitig stattfindenden Transformationsprozesse betroffen ist. Dies könnte zur weiteren Spaltung der Gesellschaft und zu heftigen politischen Gegenreaktionen führen. Vor allem

die Energiewende stünde in der Kritik, da sie politisch getrieben ist, während Globalisierung und Digitalisierung als technologisch getriebene, weltweite Prozesse gelten, die schwer aufzuhalten sind.

Wie dieses Papier mehrmals betonte, müssen die Energiewende- und Klimapolitik eng mit den Wohlstandskonzepten der Wirtschafts-, Arbeits- und Sozialpolitik verzahnt werden, um langfristig erfolgreich bzw. sozial akzeptabel zu sein. Teilhabe und Gerechtigkeit müssen Kernprinzipien sein, sowohl bei der Problemidentifikation als auch bei der Lösungserarbeitung und -umsetzung.¹²³ Die Energiewende muss in eine soziale Modernisierungsstrategie der Gesamtgesellschaft integriert und darf nicht als rein ökologisches Projekt interpretiert und vorangetrieben werden. Konkret müssen die verschiedenen Nachhaltigkeitsziele der Bundesregierung zur sozialen, wirtschaftlichen und ökologischen Nachhaltigkeit miteinander verbunden und in Einklang gebracht werden.

7.2 Arbeitnehmer und Gewerkschaften müssen sich als Stakeholder in der Nachhaltigkeitstransformation stärker einbringen.

Beschäftigte der Energiewirtschaft sowie der energie- und ressourcenintensiven Industrie stehen über den Arbeitsprozess an einer zentralen Schnittstelle zwischen Gesellschaft und Natur. Als Vermittlungsinstanz zwischen den unmittelbaren finanziellen Perspektiven dieser Beschäftigten und den langfristigen Zielen der Politik und Gesellschaft spielen Sozialpartner und Gewerkschaften eine besondere Rolle.

Bereits in der Vergangenheit haben sich Gewerkschaftsvertreter national und international in den Nachhaltigkeitsdiskurs eingemischt. Ihr Fokus lag häufig auf den direkten sozialen und ökonomischen Aspekten der Entwicklung. Die immer deutlicher werdende Erderwärmung

¹²² IASS & Dynamis 2017

¹²³ Hier muss besonders auf die Teilhabegerechtigkeit geachtet werden. Denn oftmals bringen sich wohlhabendere Schichten in den bestehenden Beteiligungsformaten ein. Untersuchungen zeigen, dass u. a. folgende Faktoren die Akzeptanz für die Energiewende erhöhen: Prozessgerechtigkeit, Maßnahmen zu Engagement, Einbindung, Kommunikation und finanzieller Beteiligung der Bevölkerung. Beispiele hierfür sind Bürgerforen und finanzielle Beteiligungskonzepte, die beispielsweise die Akzeptanz des Ausbaus der Windenergie erhöhen: vgl. Hoffmann & Wegner 2018

und das Pariser Klimaabkommen schufen eine neue Situation: Heute müssen sich alle Akteure der Gesellschaft stärker für den Klimaschutz einsetzen.

Nur ein breites Akteurspektrum kann die notwendige Stabilität für die Klimapolitik bringen. Der Klimawandel ist eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen unserer Zeit. Ein kontinuierlicher Dialog zwischen Akteuren mit unterschiedlichen Ausgangspunkten kann Zielkonflikte besser identifizieren und lösen. Die Klimaziele der Bundesregierung können aber nur erreicht werden, wenn die ökologischen sowie die sozial- und wirtschaftspolitischen Akteure aus ihren „sicheren Komfort-Zonen“ kommen. Ökologische Akteure sollten die sozialen und beschäftigungspolitischen Herausforderungen der Energiewende mehr in den Blick nehmen. Gleichzeitig dürfen sozial- und wirtschaftspolitische Akteure die Umweltpolitik nicht ausschließlich auf ihre kurzfristige Beschäftigungs- oder Wirtschaftswirksamkeit reduzieren. Alle Akteure müssen sich verstärkt darum kümmern, die Transformation aktiv mitzugestalten und das „wie“ in den Vordergrund zu stellen.

Die (Industrie-)Gewerkschaften in den von der Klimapolitik direkt betroffenen Branchen stehen dabei vor drei zentralen Aufgabenbereichen:

1. **Mitgestaltung der Innovationsoffensive:** Zusammen mit ihren Mitgliedern, den Arbeitnehmern und Arbeitnehmervertretern müssen die Gewerkschaften in Politik und Wirtschaft verstärkt Akzente setzen und Lösungsvorschläge zu der sozial nachhaltigen Dekarbonisierung unserer Gesellschaft (mit-)entwickeln. Arbeitnehmer sowie Gewerkschaften sind wichtige Innovationstreiber; mit ihrer Gestaltungskraft in den Unternehmen und der Politik können sie zur Modernisierung der Wirtschaft beitragen. In den Unternehmen, deren betriebliche Investitionsentscheidungen

die Zukunftsfähigkeit des Standorts Deutschland weitgehend und für mehrere Jahrzehnte bestimmen werden, könnten Arbeitnehmer und Arbeitnehmervertreter – auch als Betriebs- und Aufsichtsräte – stärker mitwirken.

2. **Soziale Sicherung in der sozial-ökologischen Transformation:** Soziale Standards während Transformationen aufrechtzuerhalten und abzusichern, ist Kernaufgabe der Gewerkschaft – das gilt auch gerade bei der Transformation des Energieversorgungssystems. Regional-, Sozial- und Arbeitspolitik müssen eng mit der Klimapolitik verzahnt werden. Das Recht auf Gute Arbeit sowie das Recht auf gleichwertige Lebensverhältnisse und gerechte Chancen- und Kostenverteilung enden nicht mit dem Klimawandel. Gewerkschaften sind der Garant, dass Sozial- und Arbeitspolitik integrierter Teil der Klimapolitik werden kann.
3. **Qualifikation für nachhaltige Arbeit:** Die Klimapolitik fordert schnelle Veränderungen in der Produktion und bei den Qualifikationsanforderungen der Beschäftigten. Die Kompetenzen und Fähigkeiten der Arbeitnehmer müssen erhalten und dauerhaft weiterentwickelt werden. Gut ausgebildete Arbeitnehmer – mit guten und sicheren Arbeitsverhältnissen – sind die Basis für die Entwicklung neuer, nachhaltiger Technologien und Branchen, die für die gesellschaftliche Transformation notwendig sind. Die Energiewende muss von einer Weiterbildungsoffensive sowie einer Modernisierung der inner- und außerbetrieblichen Bildungssysteme flankiert werden. Nur durch gute Möglichkeiten für Qualifikation und Weiterbildung können Ressourcenschonung, gesellschaftlicher Wohlstand und Gute Arbeit für die/den Einzelne(n) in Einklang gebracht werden.

Die Energiewende geht jetzt in ihre zweite Phase. Viele technologische „low hanging fruits“ sind schon geerntet worden, doch bei weitem noch nicht alle. Große und wichtige technologische sowie wirtschaftliche Sprünge stehen noch bevor.

Mit diesem Thesenpapier wollen wir – die Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE – uns in die Debatte um die Herausforderungen und Chancen der Energiewende als Gerechtigkeits- und Modernisierungsstrategie einbringen.

Wir freuen uns auf die weitere Diskussion!

Literaturverzeichnis

- Acatech (2017) „Innovationsindikator“: www.acatech.de/Publikation/innovationsindikator-2017/
- Agora Energiewende (2016) „Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens. Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors“.
- Agora Energiewende (2017a) „Energiewende 2030 – The Big Picture“, 06/2017.
- Agora Energiewende (2017b) „Eine Zukunft für die Lausitz“: www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Strukturwandel_Lausitz/Agora_Impulse_Strukturwandel-Lausitz_WEB.pdf
- Agora Energiewende (2018) „65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg“.
- Ausfelder, F., Seitz, A. & von Roon, S. (2018) „Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie“: www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resourcen/dokumente/tp/Flexibilitaetsoptionen_in_der_Grundstoffindustrie_Stand_180409.pdf
- BDEW (2017a) „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2017)“: www.bdew.de/media/documents/Awh_20170710_Erneuerbare-Energien-EEG_2017.pdf
- BDEW (2017b) „EEG-Umlage könnte stärker gesenkt werden“: www.bdew.de/presse/presseinformationen/eeg-umlage-koennte-staerker-gesenkt-werden/
- BDEW (2018a) „BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018. Haushalte und Industrie“: www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf
- BDEW (2018b) „Fakten und Argumente. Kraftwerkspark in Deutschland. 27. April 2018“.
- BDI (2018) „Klimapfade für Deutschland“.
- BMU (2006) „Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte. Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“: www.dlr.de/Portaldata/1/Resourcen/porta_news/NewsArchiv2006/EE_Arbeitsplatzeffekte_lang_web.pdf
- BMWi (2014) „Bekanntmachung Forschungsförderung im 6. Energieforschungsprogramm“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-forschungsfoerderung-im-6-energieforschungsprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- BMWi (2015) „Monitoringbericht 2015“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=38
- BMWi (2016) „Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2016.“
- BMWi (2017) „Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32
- BMWi (2018) „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und weitere Bestimmungen des Energierechts“: www.dgs.de/fileadmin/news-letter/2018/170423_RefE-Ressortabstimmung_EEG-KWKG-1.pdf.
- BNetzA (2016) „EEG in Zahlen“: www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html
- BNetzA (2017a) „Monitoringbericht 2017“.
- BNetzA (2017b) „Kraftwerkliste, Stand 7.11.2017“.
- BNetzA (2018) „Quartalsbericht zu Netz- und System-sicherheitsmaßnahmen. Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017“: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bofinger, P. (2013) „Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?“ Universität Würzburg.

- BUND (2018) „Bund-Abschaltplan für AKW und Kohlekraftwerke“: www.bund-naturschutz.de/fileadmin/Bilder_und_Dokumente/Themen/Energie_und_Klima/Klima/kohle_bund_abschaltplan_kohle_atom.pdf
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2017) „Energiestudie“: www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2017.pdf
- Bundesrechnungshof (2018) „Bericht nach § 99 BHO über die Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“.
- Bundesregierung (2016) „Klimaschutzplan 2050“: www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf
- Bundesregierung (2018) „HTS 2025“: www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2018/09/2018-09-05-high-tech-strategie-2025.html
- BWE „Planung“: www.wind-energie.de/themen/mensch-und-umwelt/planung/
- Carbon Tracker (2018): www.carbontracker.org/reports/carbon-countdown/
- CEEP, EFET & Eurelectric (2018) „Joint Statement: A No-Regret Measure for Europe’s Dekarbonisation Agenda – Assessing Policy Overlap Impacts on the EU-ETS through the Regulation on the Governance of the Energy Union“: cdn.eurelectric.org/media/2521/ets_overlap_policies_joint_statement-2018-030-0184-01-e-h-F34A0123.pdf
- CEFIC & Dechema (2017): „Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry“.
- Corsi, S., Hennecke, B., Horn, F. et al. (2017) „Finanzierung der Energiewende: Wie ein CO₂-Preis Gerechtigkeit und Planungssicherheit schafft“.
- DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2016) „Studie zur Umrüstbarkeit von kohlebefeuerten Kraftwerksanlagen auf Erdgas auf dem deutschen Energiemarkt“: www.shell.de/medien/shell-presseinformationen/2017/use-of-natural-gas-in-coal-power-plants-a-realistic-option-for-climate-protection/_jcr_content/par/textimage_2f40.stream/1495112119432/ee7bfc86cb2606a7ebb88a35f-ded901210461dd647983d928261498d6e399a95/be-umrustung-kohlekraftwerke-erdgas.pdf
- DEBRIV (5. Juli 2018) „Die Entwicklung der Braunkohlenreviere – sicher, wettbewerbsfähig und klimakompatibel“.
- DENA (2012a) „Dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der deutschen Stromverteilnetze bis 2030“: shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9036_ESD_dena-Verteilnetzstudie.pdf
- DENA (2012b) „Biomasse in Kohle- und Gaskraftwerken: Ein wichtiger Baustein zur bedarfsgerechten und klimafreundlichen Energieerzeugung“.
- DENA „Demand Side Management“: www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/
- Derlien, H.; Fampel, T. & Nieters, C. (1999) „Industriestandort mit Vorbildfunktion? Das ostdeutsche Chemiedreieck“. ISSN Nr. 0722 – 6748.
- Deutscher Bundestag (2017) „Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Caren Lay, Kerstin Kassner, weitere Abgeordnete und der Fraktion DIE LINKE. Drucksache 18/11052“ dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/113/1811351.pdf
- DGB (2014) „Energie-Eckpunkte nicht zerreden – Energiewendefonds für Kostenentlastung nötig“. Pressemitteilung am 29.01.2014: www.dgb.de/presse/++co++baa34398-88f3-11e3-9c30-52540023ef1a/@@dossier.html
- DIW & Agora Energiewende (2012) „Steigende EEG-Umlage: unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden“: www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.482010.de
- DLR (2018) „Fit für die Energiewende: Wie flexibel ist die Grundstoffindustrie?“: www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10202/334_read-26364/#/gallery/29955
- DLR, GIW & GWS (2016) „Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz“.
- E-Bridge (2018) „Wasserstoffherzeugung in Kombination mit Offshore-Windausbau“. Studie im Auftrag von Deutsche Shell Holding GmbH, Siemens AG, TenneT TSO GmbH.

- Ecofys (2018) „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=12
- Ecofys, Fraunhofer ISI & GWS (2015a) „Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich“: www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhofer-gws-2015-wbf-energiekosten-industrie.pdf
- Ecofys, Fraunhofer ISI & GWS (2015b) „Stromkosten der energieintensiven Industrie“.
- EEA (2016) „Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2014 and inventory report 2016“. EEA Report 15/2016.
- EEA (2017) „Total greenhouse gas emission trends and projections“: www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-6/assessment-1
- EEFA Forschungsinstitut (2011) „Bedeutung der Braunkohlenindustrie in Deutschland – sektorale Produktions- und Beschäftigungseffekte“: braunkohle.de/61-0-EEFA-Studie-Beschaeftigungseffekte-2011.html
- EPA (2017) „Jahresbericht“.
- Europäische Kommission (2015) „Paket zur Energieunion. Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament und den Rat“. COM(2015)82: eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:a5bfdc21-bdd7-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF
- Europäische Kommission (2017) „Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen“: eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017DC0718&from=DE
- Europäischer Rat (2002) „EMP-BARCELONA 2002C – Europäischer Rat (Barcelona), 15. und 16. März 2002, Schlussfolgerungen des Vorsitzes“: cordis.europa.eu/programme/rcn/805_de.html
- EUTL „European Union Transaction Log“: ec.europa.eu/environment/ets/oha.do;EUROPA_JSESSIONID=XegTYDNf2yXn3APD6SYP0ErzcMql18Q_DXvAG-fOmGjPZLzp2_CU8!222672756?languageCode=en
- Fraunhofer IEE & Greenpeace (2018) „Wie Deutschland sein Klimaziel noch erreichen kann“: www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/energieszenario_fuer_2020.pdf
- Fraunhofer ISE (2018) „Energy Charts“: www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=coal&period=annual&year=2016
- Fraunhofer ISE (2018a) „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“: www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf
- Frondel, M. & Sommer, S. (2014) „Diskussionspapier Energiekostenbelastung privater Haushalte – Das EEG als sozialpolitische Zeitbombe?“: www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/RWI-Materialien_81_Energiekostenbelastung-privater-Haushalte.pdf
- Frondel, M. & Sommer, S. (2018) „Der Preis der Energiewende: Anstieg der Kostenbelastung einkommensschwacher Haushalte“, erstellt auf Anregung der Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE.
- Gawel & Korte (2015) „Die EEG-Umlage und ihre regionalpolitischen Implikationen“, in Müller & Kahl „Energiewende im Föderalismus“, Nomos Verlag.
- Growitsch, C., Meier, H. & Schleich, S. (2015) „Regionale Verteilungswirkungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“, Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 16(1): www.degruyter.com/view/j/pwp.2015.16.issue-1/pwp-2015-0007/pwp-2015-0007.xml
- GWS (2018) „Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/erneuerbar-beschaeftigt-in-den-bundeslaendern.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- GWS, Prognos AG & EWI (2014) „Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende. Endbericht von GWS, Prognos AG und EWI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“.
- Handelsblatt (02.08.2018) „Die deutsche Windbranche steht vor einer schweren Krise“: www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/erneuerbare-energien-die-deutsche-windbranche-steht-vor-einer-schweren-krise/22875208.html?ticket=ST-5882069-YX731tWN5iX-1sopEVjGM-ap3

- Hoffmann, I. & Wegner, N. (2018) „Mechanismen finanzieller Teilhabe am Ausbau der Windenergie“; Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 7, März 2018.
- HTW Berlin (2017) „PV in Städten – Erkenntnisse über Potentiale und Hürden in Berlin“: pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2017/03/SIEGEL-2017_03-PV-in-Sta4dten-e2%80%93-Erkenntnisse-%c3%bcber-Potentiale-und-H%c3%bcrcden-in-Berlin-Poster.pdf
- IAB (2018) „Die Lausitz – Eine Region im Wandel“. IAB-Regional 3/2018.
- IASS & Dynamis (2017) „Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017“.
- IEA (2015) „Carbon Capture and Storage: The Solution for Deep Emissions Reductions“: www.iea.org/publications/freepublications/publication/CarbonCaptureandStorage-Thesolutionfordeepemissionsreductions.pdf
- IEA (2017) „Tracking Clean Energy Progress 2017“: www.iea.org/publications/freepublications/publication/TrackingCleanEnergyProgress2017.pdf
- IÖW & Greenpeace Energy (2017) „Mehrwert einer regionalen Energiewende im Lausitzer und im Rheinischen Revier“.
- Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg (2015) „Kultur-Energie-Landschaft. Erfahrungen und Perspektiven im Umgang mit Energiekonflikten“: leibniz-irs.de/fileadmin/user_upload/Regionalgesprach/40_statement_freytag.pdf
- Neldner Consult (2012) „Der Systemstabilisator – ein wesentlicher Garant für eine wirksame Energiewende und die gleichzeitige Stärkung des Wirtschaftsstandortes Deutschland“.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015) „Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht“: www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf
- Öko-Institut, Prognos AG, Fraunhofer ISI, MFive, IREES & FiBL (2018) „Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen, und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung“.
- PLEF (2018) „Generation Adequacy Assessment 2018“.
- Prognos AG (2011) „Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“: www.prognos.com/uploads/tx_at-wpubdb/110900_Prognos_Vattenfall_Studie_Braunkohle_Ostdeutschland_kurz.pdf
- Prognos AG (bevorstehend) „Beschäftigungseffekte der BDI-Klimapfade“, im Auftrag von Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE.
- RWE Power (2009) „CO₂-Wäsche. Modernster Klimaschutz für Kohlenkraftwerke“: [www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/208346/data/213186/7/rwe-power-ag/innovationen/innovationszentrum-kohle/co2-waesche/Broschuere-CO₂-Waesche-Modernster-Klimaschutz-fuer-Kohlekraftwerke.pdf](http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/208346/data/213186/7/rwe-power-ag/innovationen/innovationszentrum-kohle/co2-waesche/Broschuere-CO2-Waesche-Modernster-Klimaschutz-fuer-Kohlekraftwerke.pdf)
- RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung (2018) „Erarbeitung aktueller vergleichender Strukturdaten für die deutschen Braunkohleregionen“. Projektnummer: I C 4 – 25/17.
- Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (2018) „Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Jana Pinka (DIE LINKE). Drs.-Nr.: 6/13209“: s3.kleine-anfragen.de/ka-prod/sn/6/13209.pdf
- Statista (2018) „Anteil von Recycling-Material an der Neuproduktion nach Materialart in Deutschland im Jahr 2018“: de.statista.com/statistik/daten/studie/911258/umfrage/anteil-von-recycling-material-an-der-neuproduktion/
- Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2017a) „Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2016“, Essen und Bergheim: kohlenstatistik.de/2-0-Publikationen.html
- Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2017b) „Braunkohle im Überblick 1989-2017“: kohlenstatistik.de/3-0-Uebersichten.html
- Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2018) „Beschäftigte im Braunkohlenbergbau“, Stand 1/2018: kohlenstatistik.de/19-0-Braunkohle.html
- Statistisches Bundesamt (2014) „Tarifbindung in Deutschland“, Ergebnisse der Verdienststrukturerhebung des Statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2014, Artikelnummer: 5622103149004.

Statistisches Bundesamt (2016) „Beschäftigung und Umsatz der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden“, Fachserie 4, Reihe 4.1.1.

Statistisches Bundesamt (2017a) „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen Inlandsproduktberechnung – Detaillierte Jahresergebnisse 2016“, Fachserie 18, Reihe 1.4, Mai 2017, Artikelnummer: 2180140178004.

Statistisches Bundesamt (2017b) „Investitionen der Industrie im Jahr 2016 um 3,9 % höher als im Vorjahr“: www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2017/11/PD17_412_422.html

Statistisches Jahrbuch Brandenburg (2017).

Statistisches Jahrbuch Nordrhein-Westfalen (2017).

Statistisches Jahrbuch Sachsen (2017).

Statistisches Jahrbuch Sachsen-Anhalt (2017).

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE & Project Consult GmbH (2018a) „Handlungsfelder und Akteure der Strukturpolitik – Eine Metastudie aus arbeitsorientierter Perspektive“.

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE & Project Consult GmbH (2018b) „Sonderwirtschaftszonen oder Sonderfördergebiete – Eine Chance für die deutschen Braunkohlereviere?“.

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2018) „Zehn Thesen zum Strukturwandel in der Lausitz“.

Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE (2019) „Beschäftigungsentwicklung der Energiewende 2008-2013“.

Trianel & Universität Stuttgart (2015) „Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland“: www.ier.uni-stuttgart.de/img/pdf_link/DSI_Summary.pdf

Umweltbundesamt (2016a) „Strommix in Deutschland“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/bilder/dateien/strommix-karte-2016.pdf

Umweltbundesamt (2016b) „Klimaschutzplan 2050“.

Umweltbundesamt (2018) „Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2017“: www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/180315_uba_hg_eeinzahlen_2018_bf.pdf

ÜNB (2017) „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020. Stand 31.10.2017“.

Wirtschaftswoche (23.04.2018) „Die wahre Revolution in der Fabrik ist nicht Industrie 4.0“: www.wiwo.de/unternehmen/mittelstand/hannovermesse/gleichstrom-statt-wechselstrom-die-wahre-revolution-in-der-fabrik-ist-nicht-industrie-4-0/21184100.html

ZEW (2015) „Zum Stromkonsum von Haushalten in Grundversicherung: Eine empirische Analyse für Deutschland“: www.caritas.de/fuerprofis/fachthemen/sozialpolitik/energiearmut/zu-wenig-geld-fuer-strom

**Stiftung Arbeit und Umwelt
der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie**

Inselstraße 6
10179 Berlin
Telefon +49 30 2787 1325

Königsworther Platz 6
30167 Hannover
Telefon +49 511 7631 472

E-Mail: arbeit-umwelt@igbce.de
Internet: www.arbeit-umwelt.de

