

Energiekapitel: MEMO 2016

Heinz-J. Bontrup

Nach der Klimakonferenz von Paris gibt es Hoffnung. Was nun aber folgen muss ist eine jeweils nationale Umsetzung der Beschlüsse. Bis 2020 muss der Paris-Vertrag spätestens in nationales Recht umgesetzt werden. Wie ist dabei Deutschland aufgestellt? Reichen die hier bisher eingeleiteten Klima-Maßnahmen mit der sogenannten Energiewende aus oder muss man eher noch von einer unvollendeten Energiewende sprechen? Den Fragen will die Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik im Folgenden nachgehen. Zurzeit gewinnt man mehr den Eindruck, die CDU/CSU/SPD-Bundesregierung steht bei der notwendigen Umsetzung auf der Bremse. Viel wird im Kontext der Energiewende bezogen auf den Bereich der Elektrizitätswirtschaft über die Kosten und Belastungen gesprochen. Diese hätten die Energieversorger vor große Probleme gestellt und sogar in den privaten Haushalten zu einer relativen Elektrizitätsarmut geführt.

1. Energiepolitik nach der Klimakonferenz von Paris

Am 12. Dezember um 21.25 Uhr wurde in Paris – ohne Gegenstimmen – von 195 Ländern das erste *globale Klima-Abkommen* verabschiedet. Es war ein langer Weg bis Paris, das noch 14 Tage vorher von einem barbarischen Attentat des sogenannten „Islamischen Staates“ heimgesucht worden war. Seit dem UN-Erdgipfel im Jahr 1992 in Rio de Janeiro, auf dem zum ersten Mal eine *Weltklimakonvention* verabschiedet wurde, und auch auf den folgenden 20 Weltklimagipfeln vor Paris, war allen Beteiligten immer klar, dass der zunehmende weltweite CO₂-Ausstoß, verantwortlich für die Erderwärmung, in Zukunft drastisch zu reduzieren ist und die Erwärmung der Erde noch auf bis zu maximal zwei Grad ansteigen darf. Auf dem Klimagipfel in Kopenhagen konnte 2009 diesbezüglich unter den völlig zerstrittenen Teilnehmerländern noch kein Konsens erzielt werden. Der Kongress floppte bzw. scheiterte an nationalen wirtschaftlichen Egoismen, insbesondere an den USA, Australien, Kanada und China – aber auch, neben China, an anderen Schwellen- und Entwicklungsländern wie u.a. Indien.

Auf den Klimagipfeln zuvor beriefen sich die Schwellen- und Entwicklungsländer immer wieder auf die beim Rio-Erdgipfel verabschiedete Konvention, dass die Industriestaaten die entscheidende Schuld an der Erderwärmung hätten und damit auch die alleinige Pflicht gegenzusteuern sowie die dafür notwendigen finanziellen Ressourcen bereitstellen müssten. In der Tat stammten in den 1990er Jahren noch rund 80 Prozent aller Treibhausgase in der At-

mosphäre aus den Industrieländern. Dies sieht heute aber anders aus: Neben den USA an zweiter Stelle sind jetzt an erster und dritter Stelle die größten Emittenten von Kohlendioxidemissionen China und Indien. Von 1990 bis 2012 hat China auf Grund des rasanten Wirtschaftswachstums den CO₂-Ausstoß um 288 Prozent und Indien um 198 Prozent gesteigert. In den USA lag der Anstieg bei 4 Prozent und in Deutschland ging er um 21 Prozent zurück. Dies ist übrigens auch eine Folge der in der DDR stark eingesetzten Braunkohleverbrennung und ihrer Reduzierung nach der Wiedervereinigung geschuldet. Auch Russland (-27 Prozent), Dänemark (-27 Prozent), Vereinigtes Königreich (-18 Prozent) und Italien (-11 Prozent) konnten ihre CO₂-Emissionen seit 1990 beträchtlich senken.

Das Abkommen von Paris ist von vielen euphorisch gefeiert worden. Frankreichs Staatspräsident François Hollande sprach von einer „friedlichen Revolution gegen den Klimawandel“ und US-Außenminister John Kerry von einer „Zeitenwende“: „Wir senden an die Märkte dieser Welt mit dem Vertrag das Signal, jetzt kommt der grüne Umbau“. Auch Deutschlands Umweltministerin Barbara Hendricks (SPD) äußerte sich hoch zufrieden: „Wir haben heute alle gemeinsam Geschichte geschrieben“. Ebenso beurteilen die deutschen Umweltverbände den Vertrag von Paris fast einhellig positiv. „Paris gibt der Welt Hoffnung“ und sende ein klares Signal für die Abkehr von *fossilen Brennstoffen*, erklärte der Greenpeace-Klimaexperte Martin Kaiser. Die Verbände fordern jetzt von den Staaten ein rasches Handeln beim Umsetzen, um so auch realiter die gesetzten Ziele zu erreichen.

Das beschlossene Hauptziel ist dabei, dass sich die Erde am Ende des Jahrhunderts nur „deutlich“ unter zwei Grad erwärmen darf – und möglichst sogar „nur“ um 1,5 Grad. Beschlossen wurde auch, dass die Industriestaaten zwischen 2020 und 2025 pro Jahr 100 Mrd. US-Dollar zur Unterstützung der Entwicklungsländer aufbringen müssen und dass sich Schwellen- und Entwicklungsländer, wenn sie dazu in der Lage sind, freiwillig an der Finanzierung beteiligen sollten. Die Finanzierung ab 2026 blieb noch offen. Zudem einigte man sich auf einen Transparenz- und einen Ambitionsmechanismus. Alle Länder müssen über ihren jeweiligen Klimaschutzserfolg nach einheitlich gesetzten Maßstäben berichten und ab 2018 sollen die (freiwilligen) nationalen CO₂-Ziele überprüft werden. Hier reicht bekanntermaßen aber zurzeit der bislang von den Staaten versprochene Klimabeitrag bei weitem noch nicht aus, um die Temperaturkurve der Erde nicht über zwei Grad weiter ansteigen zu lassen. Bis 2020 muss der Paris-Vertrag spätestens in *nationales Recht* umgesetzt werden.

Es gibt aber auch kritische Stimmen. Hier seien nur zwei erwähnt. So schreibt der Energieexperte der Frankfurter Rundschau, Joachim Wille: „Ich weiß es natürlich. Und jeder, der sich

nur ein bisschen mit der Materie befasst hat, weiß es: Der Paris-Vertrag ist zwar historisch. Doch er löst das Problem Klimawandel nicht. Er beschreibt das richtige Ziel: die Aufheizung des Planeten zwischen 1,5 und zwei Grad zu stoppen. Aber er ist nur der Anfang der Lösung, und das Problem wird die Welt noch Jahrzehnte, wahrscheinlich sogar die nächsten Jahrhunderte, beschäftigen. Trotzdem ist ‚Paris‘ ein Einschnitt.“ Und Ulrich Brand von der Universität Wien mit dem Forschungsschwerpunkt Umwelt- und Ressourcenpolitik kritisiert: „Machen wir uns klar: Um zwischen dem Beginn der Industrialisierung und dem Jahr 2100 die Erderwärmung auf 1,5 oder maximal zwei Grad zu begrenzen, müssen zwischen 80 und 90 Prozent der fossilen Energieträger im Boden bleiben. Da geht es um viel Geld und Macht. (...) Im letzten Jahr haben die US-amerikanischen und kanadischen Öl- und Gasförderer 235 Milliarden US-Dollar Gewinn (nicht Umsatz!) gemacht. Wie wird deren Macht eingehegt? Können die Ansprüche der Investoren auf hohe Renditen in andere Bereiche umgelenkt werden? Diese Fragen wurden in Paris noch nicht einmal gestellt. Die Energie- und Bergbauunternehmen haben so kräftig lobbyiert, dass im gesamten 32-seitigen Abkommen an keiner Stelle überhaupt die Worte Öl, Gas oder Kohle erwähnt werden. Ja mehr noch: Die Atomwirtschaft konnte ihre ‚Nuklearen Lösungen‘ gegen den Klimawandel präsentieren. (...) Dieselben politischen und wirtschaftlichen Akteure, die in Paris sich zu ambitionierten Klimazielen bekannten, verhandeln Freihandelsabkommen wie TTIP und Ceta, was erwiesenermaßen zu einem Anstieg der Emissionen und anderer Umweltbelastungen führen wird. (...) Schließlich muss Klimapolitik nicht nur mit Fragen politischer und wirtschaftlicher Macht verbunden werden, sondern auch mit solchen der *Gerechtigkeit*. Denn wenn Menschen Angst vor sozialem Abstieg oder Ausgrenzung haben, wenn sie sehen, dass die Politik zwar große Ziele formuliert, aber dann doch zu sozialer Spaltung und zum Positionserhalt der Eliten beiträgt, dann werden sie kaum den Appellen zu mehr Klimaschutz folgen“ (Brand 2015, S. 10).

Die *Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik* hat in ihrem Memorandum 2010 ausführlich die Entwicklung zu mehr *Ressourceneffizienz* und *Klimaschutz* für eine nachhaltige Entwicklung eingefordert und in ihrem Memorandum 2014 auf den bisher in Deutschland eingeschlagenen Weg zur Verhinderung einer Klimakatastrophe aufmerksam gemacht sowie die dazu seit 2005 zunehmend (verstärkt) umgesetzte *Energiewende* als noch *unvollendet* und *weiterzuentwickeln* eingestuft. Hiermit schreiben wir im Folgenden unsere energiewirtschaftliche und energiepolitische Position fort.

2. Unvollkommene Energiewende

Trotz der in Deutschland noch unvollkommenen Energiewende und ihrer *Zielvorgaben* (vgl. Tab. 1) gibt es erste, aber leider völlig unzureichende, Erfolge auf dem Weg zum Ziel, weg von der Atomenergie und den fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien (EE) und einer Steigerung der Energieeffizienz. Der nicht mehr reversible *Atomausstieg* bis 2022 ist mit der Abschaltung der ersten acht Atommeiler auf dem Weg gebracht (Kemfert/Gerbault u.a. 2015, S. 1063). Hinsichtlich des Ziels der *Treibhausgasreduktion* bis 2020 um 40 Prozent gegenüber 1990 konnte bis heute eine Rückführung von gut 24 Prozent vermeldet werden. Um jedoch das 40-Prozentnahziel in 2020 zu erreichen, müsste sich die jährliche Reduktionsrate gegenüber dem Vorjahr in Höhe von bislang 1,2 Prozent fast verdreifachen. Dies verdeutlicht den hier noch bestehenden großen Verzug und Handlungsbedarf.

Tab. 1: Zielvorgaben Energiewende

	Oberziel	Zwischenzielebene: EE		Zwischenzielebene: Energieverbrauch			
		Zwischenziel	Unterziel	Zwischenziel	Unterziel	Unterziel	Unterziel
	Reduktion der Treibhausgasemissionen ggü. 1990	EE-Stromerzeugungsanteil am Bruttoendenergieverbrauch	EE-Stromerzeugungsanteil am Bruttostromverbrauch	Reduktion des Primärenergieverbrauchs ggü. 2008	Reduktion des Stromverbrauchs ggü. 2008	Reduktion des Wärmebedarfs (2020) bzw. Primärenergiebedarfs (2050) von Gebäuden	Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehr ggü. 2005
2020	- 40 %	18 %	35 %	- 20 %	- 10 %	- 20%	- 10%
2025			EEG 2014: 40-45 %				
2030	- 55 %	30 %	50 %	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
2035			EEG 2014: 55-60%				
2040	- 70 %	45 %	65 %	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
2050	- 80 bis - 95 %	60 %	80 %	- 50 %	- 25 %	- 80 %	- 40 %

Quelle: Zusammenstellung Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2015, S. 12)

Beim Ziel des *Primärenergieverbrauchs* sind die Erfolge gemessen an den politischen Vorgaben bislang noch bescheidener. Mit konjunkturell bedingten Schwankungen kann die Politik seit 2008 lediglich einen Rückgang um knapp 4 Prozent verbuchen. Das Nahziel einer Rückführung um 20 Prozent bis 2020 erweist sich damit als kaum realistisch bzw. fast schon als utopisch. Dazu müsste die jährliche Reduktion im Verbrauch bis 2020 schon von bisher 0,8 auf 2,6 Prozent im Vorjahresvergleich zulegen. Das Handelsblatt (25.11.2014) kommentiert dazu treffend: „Wenn man im Gebäudebereich und im Verkehrssektor nicht konsequent untätig geblieben wäre, würde es heute die Lücke bei der Zielerreichung nicht geben.“ Ähnlich negativ fällt die Beurteilung mit Blick auf den *Stromverbrauch* aus. Seit 2008 beliefen sich die Einsparungen hier auf nur 2 Prozent, bei einem Zielwert von 10 Prozent für 2020. Auch hier wäre in etwa eine Verdreifachung der Abwärtsdynamik erforderlich, um das gesteckte Ziel noch zu erreichen. Dafür gestaltet sich aber der *Ausbau der EE* recht erfolgreich. So hat sich der Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch in Form von Strom, Wärme und Kraftstoffen seit 1990 mehr als versiebenfacht. Dabei hat die Dynamik besonders nach der Novellierung des 2000 eingeführten Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) in den letzten Jahren deutlich zugelegt. 2013 lag der Anteil der EE am Bruttoendenergieverbrauch bereits bei rund 12 Prozent, so dass das Erreichen des für 2020 postulierten Zielwertes von 18 Prozent durchaus als realistisch eingestuft werden kann. Ebenso erfolgreich ist die Entwicklung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch. Seit 1990 hat sich die Quote mehr als versiebenfacht. Der Anstieg des Anteils erfolgt seit 2004 fast exponentiell, so dass angesichts des Wertes von 25,3 Prozent in 2013 die Erwartung, den Zielwert von 35 Prozent in 2020 erreichen zu können, gut begründet erscheint. Der jährliche Anstieg von 2002, dem Jahr des ganzjährigen Inkrafttretens des EEG, bis 2013 liegt mit 1,8 Prozentpunkten um 0,4 Prozentpunkte über der bis 2020 noch erforderlichen Dynamik. Wenzel/Nitzsch (2010, S. 13) machen für die *Erfolgsgeschichte des EE-Ausbaus* hauptsächlich das EEG verantwortlich: „Das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich – auf Grund seiner Kernelemente: Anschluss-, Abnahme- und Mindestvergütungspflicht – bisher als das weltweit erfolgreichste Instrument zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Strombereich erwiesen. Inzwischen wurde es von etwa 50 Ländern weltweit übernommen.“ Die neusten Zahlen zeigen hier, dass fast ein Drittel (32,5 Prozent) der gesamten deutschen Stromerzeugung mittlerweile aus Erneuerbare stammen. „2015 kann damit als das Jahr in die Geschichte eingehen, in dem Erneuerbare Energien als mit Abstand wichtigste Energiequelle erstmals das Stromsystem dominierten“, schreiben die Energieexperten der Berliner Denkfabrik Agora Energiewende (zitiert bei Knuf 2016, S. 16). Dieser Erfolg hat aber auch Schatten. Die bei der deutschen Stromproduktion, trotz der Abschaltung von 8 Atommeilern,

immer noch bestehenden *Überkapazitäten* in Folge einer nicht nachfrageadäquaten Drosselung der Produktion in den klimaschädlichen Kohlekraftwerken, führen zu einem verstärkten Export von „schmutzigem Strom“. Dieser „drückt die Preise bei den Nachbarn und macht auch dort den Betrieb umweltfreundlicher Gaskraftwerke unrentabel. Deutschlands Ausfuhr von Strom wuchs den Angaben zufolge zuletzt um rund 50 Prozent und erreichte mit knapp 61 Terawattstunden ebenfalls einen neuen Rekordwert. Ein Zehntel des deutschen Stroms geht mittlerweile in den Export“ (Knuf 2016, S. 16).

3. Große Koalition behindert notwendige Ausbaudynamik

Trotz der aufgezeigten unzureichenden Gesamtentwicklung bei der Umsetzung der Instrumente zur Erreichung der Klimaziele tritt die Große Koalition aus CDU/CSU und SPD kontraproduktiv auf die Bremse. Nach dem Regierungswechsel in 2013 kam das EEG unter politischen Druck innerhalb der Koalition. Teilweise forciert durch eine überdramatisierende Presse wurde in der Bevölkerung das Bewusstsein geschärft, dass die forcierte Neuausrichtung der Energiewende nicht zum *Nulltarif* zu erhalten ist. Auslöser für die dann ab August 2014 geltende rechtliche *Neufassung des EEG* (zuletzt war es erst 2012 novelliert worden) waren hier insbesondere:

- der wachsende Unmut in Teilen der Bevölkerung und der Industrie über die in der EEG-Umlage angelegte Kostenverteilung der EE-Förderung,
- eklatante Missverhältnisse in der Förderstruktur,
- fehlende systemisch aufeinander abgestimmte Leitplanken für den Ausbau der einzelnen EE-Technologien
- und nicht zuletzt auch ein Beihilfeverfahren der EU-Kommission wegen der gewährten Privilegien insbesondere bei der Festlegung der EEG-Umlage.

Ohne sich explizit von dem zuvor beschriebenen zeitlichen Ausbauplan verabschiedet zu haben, legt das EEG aber in seiner aktuellen Fassung vom August 2014 in § 1, Abs. 2 fest, dass der Bruttostromverbrauch

- bis zum Jahr 2025 zu 40 bis 45 Prozent
- und bis zum Jahr 2035 zu 55 bis 60 Prozent

durch EE befriedigt werden soll. Dabei soll der Ausbau bis zum unveränderten Finalziel von mindestens 80 Prozent in 2050 ausdrücklich „*stetig und kosteneffizient*“ erfolgen. Der Zusatz „kosteneffizient“ stellt dabei eine Neujustierung der Politik dar.

Die neuen Zielwerte eröffnen den Entscheidungsträgern – kaschiert durch die Wahl veränderter Referenzzeitpunkte – zudem die Möglichkeit, hinter den bisherigen Vorgaben zurückbleiben zu können. So sollte ursprünglich 2020 (bzw. 2030) ein Anteil von „mindestens“ 35 Prozent (bzw. 50 Prozent) und 2030 (bzw. 2040) eine Relation von „mindestens“ 50 Prozent (bzw. 65 Prozent) erreicht werden. Bei linearer Fortschreibung hätte die alte Regel für 2025 (bzw. 2035) einen Wert von „mindestens“ 42,5 Prozent (bzw. 57,5 Prozent) verlangt. Nun würde durch die Korridorkonstruktion zur Zielerreichung im Zweifelsfall auch schon ein Wert von 40 Prozent (bzw. 55 Prozent) ausreichen. Über die Motivation der politischen Entscheidungsträger, ob also mit der Änderung insgeheim ein Abbremsen des Ausbautempos intendiert ist oder ob lediglich ein von der Operabilität her schwer einzuhaltendes Punktziel durch eine der Unsicherheit im Expansionsprozess geschuldete Intervallvorgabe ersetzt werden sollte, lässt sich nur spekulieren. Der zuvor herausgestellte Zusatz, dass die Expansion nun nicht mehr nur „*kontinuierlich*“, sondern auch „*kosteneffizient*“ erfolgen soll, lässt jedenfalls beim Lesen zwischen den Zeilen vermuten, dass Termintreue gegenüber dem bisherigen Zeitplan in einem Konfliktfall mit dem Kostenziel durchaus auch hintenan gestellt werden kann. Letztlich betonten auch schon der Koalitionsvertrag (2013, S. 49ff.) und das „Eckpunktepapier der Bundesregierung“ von (2014) in diesem Sinne und in einer „Wasch-mir-den-Pelz-aber-mach-mich-nicht-nass-Semantik“, dass zwar die Gleichrangigkeit der drei Ziele des energiewirtschaftlichen Dreiecks (hohes Maß an *Versorgungssicherheit*, ein wirksamer *Klima- und Umweltschutz* sowie eine *wirtschaftlich tragfähige Energieversorgung*) weiter gültig seien. Hinsichtlich der Gewichtung wird aber hervorgehoben, dass „beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien [...] der *Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit* des Gesamtsystems eine höhere Bedeutung“ (Koalitionsvertrag 2013, S. 50) als bislang zuzumessen ist. Der Kostenanstieg des EE-Ausbaus soll im Rahmen des sogenannten „*EEG 2.0*“ insbesondere durch eine ausgeweitete *Mengensteuerung* gebremst werden. Unter Berücksichtigung des Einarbeitens der Managementprämie in die Vergütungssätze sind weitgehend Kürzungen von geplanten Förderbeiträgen und Boni vorgesehen, so dass die durchschnittliche Einspeisevergütung für die EE fällt.

Neben der Neupositionierung innerhalb des *Zieldreiecks* sind als Ergebnis eines Kompromisses zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten der Länder als weitere Kern-

elemente der EEG-Reform von 2014 vereinbart worden (BWMi 2014, Agentur.NRW, 2014, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung 2014/15, S. 23ff):

- Für *Altanlagen* gibt es einen Bestandsschutz.
- Bei *Biomasse-* und *Onshore-Wind-Anlagen* wird die zuvor in § 20 EEG (i.d.F. von 2012) geregelte turnusgemäß zum Anfang eines Jahres anberaumte Degression der Vergütungssätze für Neuinvestitionen nun nach § 28 f. EEG bei verringerten Sätzen in Vierteljahresschritten vollzogen. Auf das Jahr hochgerechnet ist der Absenkungssatz zwar kaum verändert, die Absenkungsprozesse setzen aber bereits nach dem ersten Quartal eines Jahres ein und werden so stärker verstetigt.
- Zudem soll der jährliche EE-Zubau durch die Vorgabe von Zielwerten anlagenspezifisch eingeschränkt werden: Bei *PV- und Onshore-Windenergie-Anlagen* wird jeweils ein Zubau von *2,4 bis 2,6 GW/a* angestrebt. Dabei wurde das Zielspektrum bei PV-Anlagen auf den Brutto-Zubau bezogen und gegenüber der „PV-Novelle“ des EEG von 2012 in der Obergrenze um *0,9 GW/a* reduziert. Bei Windenergieanlagen an Land beziehen sich die Vorgaben nach Intervention der Bundesländer nur auf den Netto-Zubau, so dass Repowering-Maßnahmen nicht voll angerechnet werden. Das Setzen eines Zielkorridors ist hier aber ebenso neu wie die Vorgabe eines oberen Limits bei *Biomasseanlagen*. Hier wird sogar nur ein Brutto-Zubau von höchstens *0,1 GW/a* angestrebt. Zum Einhalten der Schwellenwerte wird das System des „*atmenden Deckels*“, das zuvor allein für Solaranlagen galt, auch auf die anderen beiden hier genannten Anlagentypen übertragen. Bei einem Überschreiten (Unterschreiten) der Ausbauziele erfolgt somit ein automatisches Heraufsetzen (Herabsetzen) gegenüber der regelmäßigen Basisdegression für Neuanlagen. Das Ausmaß der Anpassung des Degressionsatzes verändert sich dabei schrittweise mit dem Grad der Zielpfadabweichung.
- Für *neue PV-Anlagen* wurde die monatliche Basisdegression nach § 31 Abs. 2 EEG bei allerdings reduziertem Ausbaukorridor von zuvor 1 Prozent auf nur noch 0,5 Prozent abgesenkt.
- Bei *Biomasseanlagen* entfallen zukünftig einsatzstoffbezogene Sondervergütungen (z.B. für Mais), um eine Konzentration auf die Verwertung von Reststoffen zu bewirken.

- Bei *Onshore-Windanlagen* wurde das sogenannte „Referenzertragsmodell“ als Ergebnis eines Kompromisses zwischen Bund und Ländern in § 49 Abs. 2 EEG so modifiziert, dass sich der Zeitraum, in dem für Neuanlagen erhöhte Fördersätze gewährt werden, in Einzelfällen am Ende dennoch verkürzt. Überdies wurde der sogenannte Systemdienstleistungsbonus für die Windenergieanlagen an Land, der ohnehin nur auf bis Ende 2014 in Betrieb genommene Neuanlagen befristet war, mit der Novelle ebenso abgeschafft wie der Repowering-Bonus.
- Für Strom aus *Wasserkraftwerken*, deren Expansionsmöglichkeiten hierzulande aufgrund der geografischen Bedingungen ohnehin stark eingeschränkt sind, und für Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengas sowie aus geothermischen Anlagen, also aus Anlagen, die im Energiewendeprozess bisher eine untergeordnete Rolle spielen, sind keine Ausbaukorridore vorgegeben. Überdies wurden die Degressionssätze und Degressionfrequenzen nicht erhöht. Im Gegenteil, bei Strom aus Wasserkraft wurde ab 2016 sogar eine Reduktion des jährlichen Absenkungssatzes von 1 auf 0,5 Prozent vorgenommen.
- Das ursprüngliche Ausbauziel bei der *Offshore-Windenergie* auf 10 GW in 2020 wird angesichts massiver Verzögerungen in § 3 EEG an die Realität auf nur noch 6,5 GW angepasst. Bis 2030 soll anschließend die installierte Leistung auf 15 GW zulegen.

Dabei wurde indirekt eine Mengensteuerung verabschiedet, indem die durch die Bundesnetzagentur zuweisbaren Anbindungskapazitäten bis Ende 2020 auf 6,5 GW limitiert wurden. Faktisch hat die Bundesnetzagentur damit die Flexibilität, bis zum Ultimo 2017 insgesamt 7,7 GW zuzuweisen. Die zusätzlichen Zusagen von 1,2 GW gegenüber der Grenze von 6,5 GW verstehen sich jedoch als Puffer, der beim nachfolgenden Ausbau wieder „einzusammeln“ wäre.

Bei der Vergütung stehen weiter zwei Auswahlmöglichkeiten zur Wahl: Im *Basismodell* kann in den ersten zwölf Betriebsjahren nun eine Vergütung von 15,40 Ct/kWh (bisher: 15,00 Ct/kWh) geltend gemacht werden, wobei sich die Gültigkeitsdauer des Satzes mit der Entfernung von der Küste und der Wassertiefe dann variabel verlängert, wenn die Anlage über 12 Seemeilen von der Küste entfernt liegt. Danach gilt der Grundwert von 3,90 Ct/kWh (bisher: 3,50 Ct/kWh).

Strom aus Anlagen, die bis Ende 2019 in Betrieb genommen werden, kann alternativ aber auch nach dem sogenannten „*Stauchungsmodell*“ vergütet werden. Dann werden in den ersten acht Jahren für jede kWh 19,40 Ct (bisher: 19,00 Ct) erstattet, bevor die Vergütung auf den Grundwert absinkt. Ziel des Stauchungsmodells ist, durch einen beschleunigten Kapitalrückfluss die vergleichsweise hohen Investitionsausgaben attraktiver zu machen. Die entfernungs- und wassertiefenabhängige Verlängerung der erhöhten Förderdauer bleibt grundsätzlich auch im Stauchungsmodell erhalten, im Verlängerungszeitraum gilt dann aber nur noch ein Vergütungssatz von 15,40 Ct/kWh. Der Zeitraum, sich für das Stauchungsmodell zu entscheiden, ist mit der EEG-Novelle um zwei Jahre verlängert worden. Auch ist die Degression im Stauchungsmodell gegenüber dem ursprünglichen Gesetzesentwurf im Zuge des Kompromisses zwischen Bund und Ländern reduziert worden.

- Überdies sollen nach § 37 EEG Betreiber neuer Anlagen mit einer Leistung ab 500 MW (ab 2014) bzw. ab 100 MW (ab 2016) selbst für die *Vermarktung des Stroms* sorgen, sich also nicht mehr auf die Abnahmegarantie durch die Übertragungsnetzbetreiber verlassen können. Ziel ist es einerseits einen Anreiz zu geben, den Strom, falls möglich, insbesondere in Engpassphasen einzuspeisen und in Phasen der Überversorgung zu speichern. Andererseits werden die Betreiber so in die aktive Stabilisierung des Gesamtsystems eingebunden. Im Vermarktungsprozess verpflichten sie sich, ihre im Zuge der Angebots- und Nachfrage-Synchronisierung gemachten Lieferzusagen für den Day-Ahead-Markt auch tatsächlich einzuhalten. Sollten sich insbesondere aufgrund unerwarteter Wind- bzw. Sonnenscheinverhältnisse Diskrepanzen einstellen, müssen sie selbst kostenträchtig über den Intradayhandel oder den Regelenergiemarkt für einen Ausgleich sorgen. Abgesehen von der Abwälzung dieses Prognoserisikos auf die EE-Betreiber bewirkt aber die sogenannte Marktprämie in Höhe der Differenz von Festvergütung und erzielter Vergütung, dass im Prinzip keine Verschlechterung gegenüber einer Festvergütung entsteht. Allerdings wird die Managementprämie, ein Ausgleich für den administrativen Aufwand der direkten Vermarktung und das Prognoserisiko, nicht mehr explizit ausgezahlt, sondern in die bei der Berechnung der Marktprämie zugrundeliegenden Vergütungssätze eingearbeitet.
- Nach § 2, Abs. 7 EEG sollen spätestens ab 2017 die Fördersätze bei Neuanlagen mit Hilfe von technologiespezifischen *Ausschreibungsmodellen* bestimmt werden. Details

stehen derzeit nicht fest. Vorab sollen Erfahrungen mit Pilotprojekten bei Freiflächenanlagen gesammelt werden.

- In Phasen einer drohenden *Netzüberlastung* mit mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Strompreisen an der Börse soll nach § 24 EEG die EEG-Förderung entfallen.
- Die *besondere Ausgleichsregelung*, mit welcher der Stromverbrauch von einzelnen Unternehmen teilweise von der EEG-Umlage befreit wird, wird auch als Ergebnis der Konsultationen im Zuge eines eingeleiteten Beihilfeverfahrens der EU-Kommission eingeschränkt, aber eben nicht gestrichen. Damit wird zukünftig insbesondere die Zahl der inzwischen deutlich über 2.000 Unternehmen, die eine reduzierte EEG-Umlage bezahlen, stärker begrenzt.
- Die *Eigenstromerzeugung* mit Hilfe von fossilen Neuanlagen wird vollständig in die EEG-Umlage einbezogen werden. Lediglich für Altanlagen, die bis Anfang August 2014 in Betrieb genommen wurden, gilt die EEG-Befreiung. Eigenstromerzeugung aus neuen EE- und KWK-Anlagen werden zwar ebenfalls in die EEG-Umlage einbezogen, aber zu reduzierten Sätzen, die im Zeitablauf progressiv angehoben werden. Für Kleinanlagen ist dabei über eine Bagatellgrenze eine Befreiung vorgesehen. Eine Befreiung ist auch für den Kraftwerkseigenverbrauch, für Eigenversorger ohne unmittelbaren oder mittelbaren Netzanschluss sowie für Eigenversorger, die sich vollständig mit Grünstrom versorgen und beim Einspeisen der Überschüsse keine Förderung erhalten, vorgesehen.
- Ferner wurde das Grünstromprivileg, wonach vorrangig ökologisch produzierter Strom mit einer stark vergünstigten Umlage belegt wird, gestrichen.

Obwohl die CDU/CSU/SPD-Bundesregierung seit Herbst 2013 im Kontakt mit der *EU-Kommission* stand, ergaben sich kurz vor der Einbringung des Gesetzesentwurfs im Bundestag noch erhebliche Dissonanzen hinsichtlich der *Europarechtskonformität*. So forderte die EU-Kommission zum einen, dass auch importierter Ökostrom in den Genuss der EEG-Umlage kommen müsse. Dies akzeptierte die Bundesregierung nicht. Ihr kam dabei der *Europäische Gerichtshof* zur Hilfe. Mit Blick auf die Förderung von importiertem Grünstrom bestätigte das Gericht am 1. Juli 2014, dass es einem EU-Land durchaus gestattet ist, nur Ökostrom aus eigenen Anlagen zu fördern. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund dieses Urteils ak-

zeptierte dann auch die EU-Kommission das novellierte deutsche EEG. Außerdem verzichtete die Kommission auf mögliche Rückzahlungen von zuvor in Deutschland gewährten Industriestrompreis-Rabatten in den Jahren 2013 und 2014. Zudem forderte die EU-Kommission aber im Zuge des Novellierungsverfahrens auch, dass das Eigenstromprivileg für Bestandsanlagen wegen der Diskriminierung von Neuanlagen bald zu überprüfen und eventuell anzupassen sei. Der Bestandsschutz werde von der Brüsseler Behörde nur noch bis Ende 2016 akzeptiert. Bis dahin müsse die Bundesregierung eine beihilfekonforme Lösung finden, was im Extremfall eine Gleichbehandlung durch ein Kippen des Bestandsschutzes bedeuten könnte.

Neben dem EEG soll auch das Gesetz zur Förderung der *Kraft-Wärme-Koppelung* (KWK-G) zur Energiewende beitragen. Insgesamt soll die Kuppelproduktion von Stromerzeugung und dabei entstehender Wärme weiter ausgebaut werden. Gestützt auf einer neuen Potenzial- und Nutzenstudie hat das Bundeswirtschaftsministerium für 2015 bereits eine weitere Gesetzesnovelle angekündigt (BMWi 2014a, S. 37). Darüber hinaus soll das im Sommer 2014 novellierte *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)* bewirken, dass ein Teil des Wärmebedarfs in Neubauten und bestehenden öffentlichen Gebäuden aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Konkret verfolgt es in § 1 Abs. 2 „unter Wahrung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit“ das Ziel, „dazu beizutragen, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen.“

Angesichts einer drohenden Zielverfehlung bei der Rückführung der Treibhausgasemissionen und der Verringerung des Primärenergieverbrauchs hat die Bundesregierung im Dezember 2014 ihre bisherigen Bemühungen in diesem Kontext, die sich bis dato vorrangig auf die Eigeninitiative der Energieverbraucher verließ, intensiviert. Das Kabinett hatte dazu ein „*Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*“ verabschiedet, um 62 bis 78 Millionen Tonnen Treibhausgase zusätzlich einzusparen (Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland 2014). Im Zuge eines Monitorings sollen die diesbezüglichen Fortschritte regelmäßig überwacht und im Zweifelsfall weitere Maßnahmen eingeleitet werden.

Rund die Hälfte der Einsparungen soll dabei durch neu angestoßene Energiesparmaßnahmen zustande kommen. Dazu sollen im Rahmen des „*Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE)*“

- ➔ die KfW zinsgünstige Darlehen und Zuschüsse für energetische Gebäudesanierung vergeben,

- ➔ Effizienzmaßnahmen an Häusern überdies steuerlich gefördert werden,
- ➔ die Energieberatung – auch unter Nutzen von Energie-Effizienz-Netzwerken – nachhaltig optimiert werden
- ➔ und die Industrie zu verstärkten Energiesparmaßnahmen angehalten und verpflichtet werden.

Neben dem Verkehrs- und dem Agrarsektor sollte darüber hinaus „auch der stromerzeugende Sektor, also die *Kraftwerke*, [...] einen erheblichen Beitrag“ zum Erreichen der Einsparziele leisten. Dazu hatte Bundeswirtschaftsminister, Sigmar Gabriel (SPD), ein Konzept erarbeitet, wie die erforderlichen Einsparverpflichtungen auf den Kraftwerkspark verteilt werden können. Nachdem der Wirtschaftsminister zuvor noch verkündet hatte, dass ein paralleles Abschalten der AKWs und von Kohlekraftwerken wirtschaftlich nicht vertretbar sei, hat er dann ein Konzept entwickelt, wonach die Kraftwerksbetreiber bis 2020 zusätzlich mindestens 22 Millionen Tonnen an CO₂ einsparen sollten. Das waren gemessen an der Belastung aus dem Jahr 2013 rund 7 Prozent und entsprach der Verschmutzung aus dem Betrieb von etwa fünf bis sechs größeren Steinkohlekraftwerken. Ein modernes Steinkohlekraftwerk mit einer Leistung von 800 MW, einem Wirkungsgrad von 45 Prozent und 6.500 Volllaststunden/a emittiert etwa 4 Mio. t CO₂/a. Bei älteren Kraftwerken aus den 1980er Jahren mit Wirkungsgraden in einer Größenordnung von 38 v.H. beläuft sich das Emissionsvolumen auf über 4,5 Mio. t CO₂/a. Die Verschmutzung durch den Betrieb eines modernen Braunkohlekraftwerks mit einer Leistung von 1.250 MW, einem Wirkungsgrad von 45 v.H. und 7.600 Volllaststunden beläuft sich auf etwa 6 Mio. t CO₂/a. Ältere Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 36 Prozent emittieren etwa 7,6 Mio. t CO₂/a. Bei modernen GuD-Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 60 Prozent, einer Leistung von 500 MW und 4.000 Volllaststunden beträgt der Wert dagegen nur 0,7 Mio. t CO₂/a.

Mit der sogenannten „*Klimareserve*“ hat die CDU/CSU/SPD-Bundesregierung dann aber unter Druck der Kohlebundesländer, insbesondere aus NRW, und den Energieversorgern RWE und E.ON in Allianz mit der Gewerkschaft IG BCE und den Betriebsräten das eingeführt, was Gabriel zuvor noch ein „Hartz IV für Kraftwerke“ genannt und strikt abgelehnt hatte. „Stattdessen sollten die Energiekonzerne über eine *Klimaabgabe* dafür zahlen, wenn sie alte und besonders CO₂-intensive Kohlekraftwerke länger am Netz lassen. Nun ist genau das Gegenteil passiert“, schreibt zu Recht die Energieexpertin, Claudia Kemfert, vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). „Acht Kohlemeiler sollen in eine Klimareserve über-

führt und für den Fall von Stromengpässen betriebsbereit gehalten werden. Dafür erhalten die Kraftwerksbetreiber Geld. Diese ‚Abwrackprämie‘ für alte Kohlekraftwerke ist *unsinnig, teuer und klimapolitisch* fragwürdig. In Deutschland gibt es große Stromangebotsüberschüsse, da noch immer alte, ineffiziente Kohlekraftwerke am Netz sind. Sie produzieren Strom den wir eigentlich nicht mehr benötigen. Aufgrund der Überkapazitäten sinkt der Strompreis an der Börse, was wiederum die Wirtschaftlichkeit aller im Einsatz befindlichen Kraftwerke schmälert. Das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 Prozent zu senken, bleibt damit eine Utopie. Durch das Abschalten ineffizienter und alter Kohlekraftwerke könnte eine doppelte Dividende erzielt werden: Erstens würden die Börsenstrompreise steigen und damit die Wirtschaftlichkeit aller verbleibenden Kraftwerke. Kein Haushalt müsste dadurch mehr zahlen, da ein höherer Börsenstrompreis automatisch eine niedrigere EEG-Umlage zur Folge hätte. Zweitens würden die Klimaziele erreicht werden, weil etwa 22 Millionen Tonnen CO₂ weniger ausgestoßen würden“ (Kemfert 2015, S. 1.116).

4. Auswirkungen der Energiewende auf Energieversorger und private Haushalte

Schon im Memorandum 2014 haben wir auf die einzelwirtschaftlichen Auswirkungen der Energiewende auf die Energieunternehmen hingewiesen. Neuere Daten zeigen hier, dass es ab 1998, dem Jahr der einsetzenden *Liberalisierung*, durch den *Abbau von Überkapazitäten*, zunächst zu einem Rückgang der Energieunternehmen kam. Ab 2002 nahm die Zahl aber schon wieder zu. Dies liegt erstens an den vielen neu gegründeten *Stromvertriebsgesellschaften* und der Marktetablierung von *Stromhändlern* und zweitens auch am „*Legal Unbundling*“ (rechtliche Entflechtung von Stromerzeugung und Netzbetrieb). Außerdem hat es seit 2005 im Rahmen einer *Rekommunalisierung* 72 Stadtwerke-Neugründungen gegeben (Berlo/Wagner 2013). Im Jahr 2013 (neuere Zahlen liegen nicht vor) wurden in Deutschland 1.402 Energieunternehmen im Bereich der Elektrizitätswirtschaft gezählt. Das waren gegenüber 1998, hier lag die Zahl bei 1.229 Unternehmen, 14,1 Prozent mehr.

Erhöhte sich die Anzahl der EVUs, so ging die *Zahl der Beschäftigten* von 1998 bis 2013 von 251.709 auf 191.892 drastisch um 23,8 Prozent zurück. Fast jeder *vierte Arbeitsplatz* wurde demnach in der Elektrizitätswirtschaft abgebaut. Auch die durchschnittliche Zahl der Beschäftigten in einem EVU ging von 205 auf 137 Beschäftigte, um 33,2 Prozent, zurück. Die durchschnittlich nur geringe Zahl der Beschäftigten in einem Energieunternehmen zeigt dabei die insgesamt *kleinteilige, aber zugleich auch stark heterogene Angebotsstruktur der Elektrizitätswirtschaft*, die von den „Big-4“ (E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall) über große und kleine Stadtwerke mit und ohne eigene Kraftwerke (viele Stadtwerke haben dabei weniger als 20

Beschäftigte), bis zu kleinsten reinen Stromhändlern mit zwei bis drei Beschäftigten als Elektrizitätsunternehmen reicht.

Der seit der Liberalisierung 1998 und mit der Energiewende ausgebrochene *Verteilungskampf* zwischen Kapital und Arbeit ist eindeutig zu *Gunsten des Kapitals* entschieden worden. Dabei sind drei Befunde evident:

- Erstens sanken die wirtschaftlich entscheidenden *Lohnstückkosten* in der Strombranche um 82,5 Prozent.
- Zweitens ging die *Personalintensität* (Personalaufwand in Relation zur Gesamtleistung) extrem von 15,4 auf 2,9 Prozent!, um 12,5 Prozentpunkte zurück.
- Und drittens kam es in der Elektrizitätswirtschaft zu einer enorm hohen Umverteilung der erzielten Wertschöpfungen zum *Nachteil der Arbeitseinkommen* und zu Gunsten der Kapitaleinkommen. Die Verteilung war hier nicht annähernd produktivitäts- und preisneutral. So verringerte sich in Folge die *Lohnquote* auf Basis der Nettowertschöpfung zwischen 1998 und 2013 von 67,2 auf 42,7 Prozent, um 24,5 Prozentpunkte!

Die *Fremdkapitalgeber* legten mit ihren Zinseinnahmen bezogen auf die Nettowertschöpfung nur leicht von 7,0 auf 7,9 Prozent zu. Die Belastung mit Zinsaufwand hat damit trotz eines höheren (vermuteten) *Verschuldungsgrades* in der Branche, bei aber niedrigen Markt-Zinssätzen, nicht wesentlich zugenommen. Heftig gestiegen ist dagegen die *Miet- und Pachtquote* von 4,4 auf 11,0 Prozent, um 6,7 Prozentpunkte. Der Hintergrund ist hier eine starke Zunahme an *geleasten Investitionsgütern* und auch ein Anstieg des *Sell-and-lease-back-Verfahrens* bei bereits aktiviertem Sachanlagevermögen zur Verbesserung der Unternehmensliquidität. So verkaufte beispielsweise RWE 2015 die Gebäude der Konzernzentrale.

In Anbetracht nicht vorliegender Daten bezüglich des *Kapitaleinsatzes* in der gesamten Elektrizitätsbranche, weder bezogen auf das eingesetzte *Eigen-* noch bezogen auf das *Fremdkapital*, können leider keine branchenbezogenen *Rentabilitätsberechnungen* vorgenommen werden. Eine Ausnahme bildet hier nur die *Umsatzrendite*, die den je Euro Umsatz verbleibenden Gewinnbeitrag für die Eigenkapitalgeber (Shareholder) bemisst. Dabei fällt die *Umsatzrendite* im Vergleich zur Gesamtwirtschaft erstaunlicherweise nicht signifikant höher aus. Sie schwankte in der Elektrizitätswirtschaft zwischen 2,4 Prozent (Minimum) im Jahr 2013 bis zu 7,1 Prozent (Maximum) im Jahr 2008. Aber auch 2009, im schlimmsten Krisenjahr der Bundesrepublik Deutschland, mit einem Rückgang des realen Bruttoinlandsproduktes um 5,6 Pro-

zent, lag die Umsatzrendite in der Strombranche noch bei 6,2 Prozent und damit sogar weit über der jahresdurchschnittlichen Rendite von 1998 bis 2013 in Höhe von 4,5 Prozent.

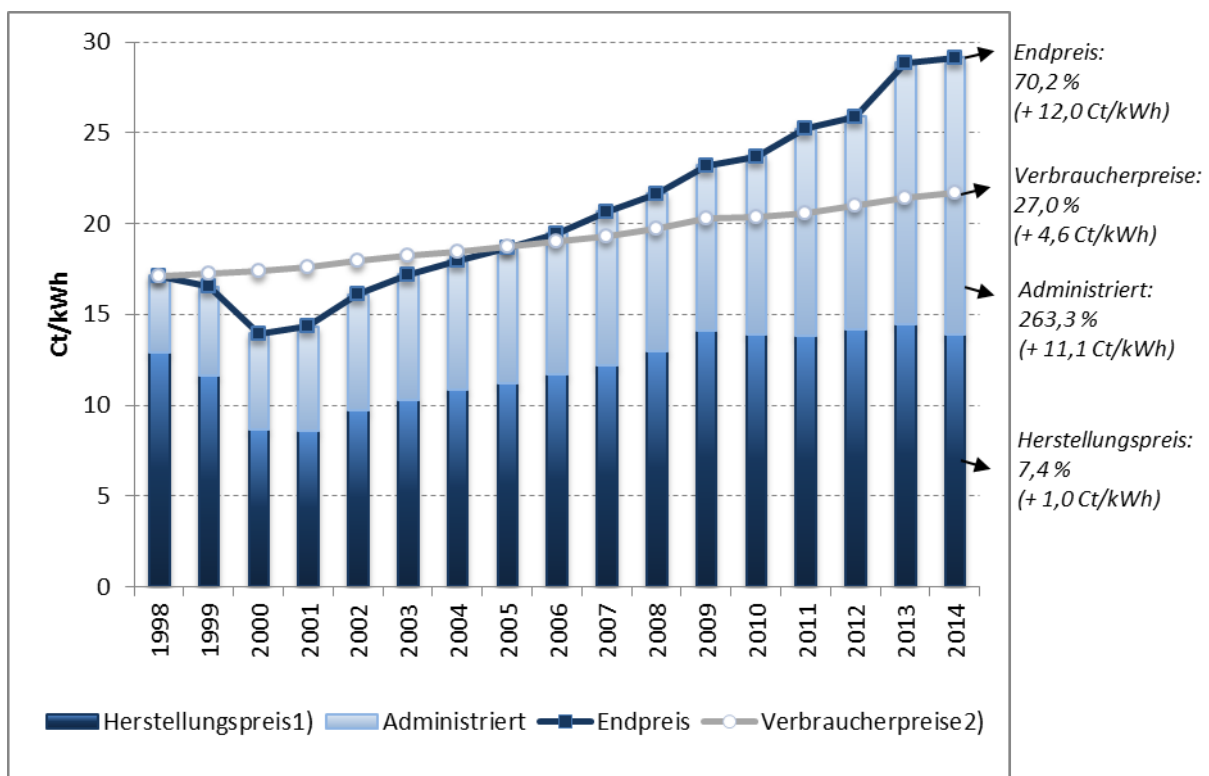
Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in der *Elektrizitätswirtschaft* seit der *Marktliberalisierung* 1998 ein u.a. durch *internationale Expansion der „Big-4“*, durch das Erschließen *neuer Energiedienstleistungen* und durch mögliche *Preissteigerungen* im privaten Haushaltsbereich ein beträchtliches *Umsatzwachstum* zu verzeichnen war. In Folge einer aber noch höheren Wachstumsrate bei den *branchenbezogenen Vorleistungen* verblieb die Expansion jedoch nur bedingt als entscheidende (verteilbare) *Wertschöpfung* in der Strombranche. Die Vorleistungssteigerungen, in erster Linie zurückzuführen auf den *Brennstoffeinsatz* und die dabei gestiegenen Beschaffungsmarktpreise, konnten nicht voll an den Absatzmärkten der EVUs über die *Stromherstellungspreise* Erlöst werden. So stiegen die von den EVUs zu verantwortenden Herstellungspreise in den Strompreisen für private Haushalte von 1998 bis 2014 um nur 7,4 Prozent und die Herstellungspreise für Unternehmen mit mittlerer Stromintensität gingen sogar um 23,5 Prozent zurück. Für Unternehmen mit hoher Stromintensität und großen nachgefragten Strommengen liegen auf Grund sondervertraglicher Vereinbarungen keine veröffentlichten validen Preisentwicklungen vor. Man kann aber davon ausgehen, dass hier die EVUs noch größere Preissenkungen haben hinnehmen müssen als bei den Unternehmen mit mittlerer Stromintensität.

Dies impliziert aber dennoch *nicht eine wirklich scharfe Wettbewerbssituation* in der Elektrizitätsbranche. Dies zeigen überdeutlich die hohen aber nicht in den Strompreisen weitergereichten *Produktivitätssteigerungen*. Diese haben sich die *Shareholder* der EVUs mehr oder weniger voll einverleibt. Während die *Gewinne* um von 1998 bis 2013 um 180,9 Prozent stiegen, legten die Einkommen der in der Branche verbliebenen Beschäftigten nur um 31,2 Prozent zu. Aber es ist auch zu konstatieren, dass in den letzten Jahren die Wertschöpfungen und Gewinne unter Druck geraten sind. Dies zeigen sowohl die rückläufigen Wertschöpfungs- als auch die Gewinnquoten sowie die Umsatzrenditen. Ein wesentlicher Grund dafür ist der Tatbestand, dass trotz eines Abschaltens von acht Atomkraftwerken immer noch beträchtliche *Überkapazitäten* im Strommarkt vorhanden sind und dadurch der Börsenstrompreis gedrückt bzw. niedrig gehalten wird (Kemfert 2015).

Dennoch steigt der Strompreis, was aber nicht nur an der Energiewende bzw. an den Differenzkosten des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) liegt. Für die *privaten Haushalte* in Deutschland ist es von 1998 bis 2014 zu keinen Strompreissenkungen gekommen (vgl. Abb. 1). Im Gegenteil: Die Endkundenpreise sind in Deutschland für einen Drei-Personenhaushalt

mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh sogar um 70,2 Prozent oder um 12 Ct/kWh gestiegen. Der allgemeine *Verbraucherpreisanstieg* belief sich dagegen im gleichen Zeitraum auf nur 27,0 Prozent. Auch im EU-weiten Querschnittsvergleich zahlen die deutschen Verbraucher – nach den Dänen – immer noch die höchsten Endpreise für Elektrizität (Bontrup/Marquardt 2015a). Die Preisentwicklung muss aber differenziert betrachtet werden, weil der *Strompreis* nicht nur durch *Markt- und Konkurrenzverhältnisse* beeinflusst wird, sondern auch durch vielfältige *staatliche Interventionen* in den Strommarkt in Form von Gesetzen sowie durch Steuer- und Abgabenerhebungen. Letztverbraucher begleichen mit ihrem Endkundenpreis deshalb immer *mehrere Preiskomponenten*, wobei die EVUs dabei entlang der Wertschöpfungskette das Inkasso betreiben und die ihnen nicht selbst zustehenden Einnahmen an die jeweiligen Empfänger verteilen.

Abb. 1: **Strompreisentwicklung für private Haushalte**



Durchschnittlicher Strompreis eines 3-Personen-Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Für 2014 Wert zum Juni 2014. 1) Erzeugung, Transport und Vertrieb; 2) Strompreis von 1998 eskaliert mit dem Anstieg der Lebenshaltungskosten. Quellen: BDEW (2014), Deutsche Bundesbank und eigene Berechnungen.

Somit setzt sich der Endpreis für Strom aus dem *Stromherstellungspreis*, den die EVUs zu verantworten haben, und den *staatlich administrierten Komponenten* mit und ohne Energie-wende-Hintergrund zusammen:

- ➔ *Stromherstellungspreise* in Form
 - ▶ von Beschaffungspreisen und Handelsspannen für die den Endkunden beliefern- den EVUs
 - ▶ sowie von durch die Bundesnetzagentur regulierten Netzentgelten,
- ➔ *staatlich administrierte Komponenten mit Energiewende-Hintergrund* in Form
 - ▶ der EEG-Umlage,
 - ▶ der Stromsteuer,
 - ▶ des KWK-G-Aufschlags,
 - ▶ der Offshore-Haftungsumlage
 - ▶ und der Umlage für abschaltbare Lasten
- ➔ sowie *sonstige staatlich administrierte Komponenten* in Form der
 - ▶ §-19-StromNEV-Umlage,
 - ▶ Konzessionsabgabe
 - ▶ und der Mehrwertsteuer.

Die *Beschaffungspreise und Handelsspannen* sind dabei *wettbewerbsbasiert* und hängen für den Verbraucher vom gewählten Energieversorger ab. Unter den restlichen Preiselementen sind nur die *Konzessionsabgabe* und die *Netzentgelte* regional unterschiedlich, während die sonstigen Vorgaben von Seiten der Politik bundeseinheitlich geregelt sind. Die Beschaffungspreise und die Handelsspanne werden dabei subsummiert unter den Begriffen „Erzeugung“ und „Vertrieb“. Darin werden erfasst, welche Kosten und Margen die EVUs, die am Ende der Versorgungskette stehen, selbst für die Beschaffung des Stroms in ihre Absatzpreise einkalkulieren. Hinzu kommen die von ihnen vorzustreckenden bzw. selbst zu tragenden Kosten für den Stromtransport in Höhe der Netzentgelte. Diese drei Positionen zusammen bilden die *Stromherstellungspreise*, in die keine staatlich administrierten Komponenten einfließen. Sowohl bei den privaten Haushalten als auch bei solchen mittelgroßen Industrieunternehmen, die bei einem jährlichen Stromverbrauch von 20 GWh keine Entlastungsregeln in Anspruch nehmen, belaufen sich die Herstellungspreise auf nur rund die Hälfte des Endpreises (Bontrup/Marquardt 2015b). Die andere Hälfte ist jeweils den *staatlich verordneten Komponenten* geschuldet. Dabei sind es gerade die *staatlich verordneten Preiselemente*, die Deutschland sowohl beim Haushalts- als auch beim Unternehmensstrom in die europäische Spitzengruppe bei den Strompreisen katapultieren.

Hat sich unter diesen Bedingungen eine, wie vielfach behauptet wird, *relative Elektrizitätsarmut in privaten Haushalten* herausgebildet? Die Beantwortung dieser Frage ist äußerst schwierig. Zunächst muss einmal *relative „Elektrizitätsarmut“* definiert werden. Anknüpfend an eine bereits etablierte (normative) Vorgehensweise in Großbritannien und Irland, liegt eine *relative Energiearmut* dann vor, wenn die Ausgaben für Strom und Wärme 10 Prozent des verfügbaren Nettoeinkommens überschreiten, und wenn – wie in Deutschland – andererseits die Ausgaben für Strom und Wärme im typischen Warenkorb in etwa gleich groß ausfallen, dann kann man analog die *relative Elektrizitätsarmut* wie folgt definieren:

Stromausgabenquote = $\frac{\text{Stromausgaben}}{\text{verfügbares Nettoeinkommen}} \cdot 100 > 5$ [2].
⇒ "elektrizitätsarm".

Die Bestimmung der *relativen Elektrizitätsarmut* stützt sich daher mit der Stromausgabenquote auf die Relation zwischen den Stromausgaben, als Produkt aus Preis und Stromverbrauch, zum verfügbaren Nettoeinkommen eines Haushalts. Die *Ursache* für eine *relative Elektrizitätsarmut* ist somit im Prinzip nicht monokausal nur in den Stromausgaben oder nur im verfügbaren Nettoeinkommen zu sehen, sondern aus der Relation abzuleiten. Unklar bei der Bestimmung der *Elektrizitätsarmut* ist u.a. weiter, wie viele Personen in der Realität in den jeweiligen unterschiedlichen privaten Haushalten überhaupt leben. Damit ist zugleich auch offen, wie hoch der Stromverbrauch und dementsprechend die Stromausgaben in den einzelnen Haushalten tatsächlich sind. Hinzu kommt, dass die Ergebnisse isoliert für die jeweiligen Haushaltsgruppen hergeleitet werden müssen und auch nur innerhalb dieser Gruppenbetrachtung, nicht aber aggregiert, relevant sind. Ein Hochrechnen auf die gesamtwirtschaftliche Situation scheitert daher auch daran, dass sich zwischen den Gruppen Überschneidungen ergeben. So kann ein Rentner-Haushalt durchaus auch Hartz-IV-Haushalt sein. Denkbar ist auch, dass in einem Niedriglohnhaushalt zugleich ein weiterer Rentner oder ein weiterer Niedriglohnbezieher lebt.

Um die Relevanz der *relativen Elektrizitätsarmut* dennoch *gesamtwirtschaftlich* einschätzen zu können, haben Bontrup und Marquardt auf die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe der laufenden Wirtschaftsrechnung aus dem Jahr 2013 zurückgegriffen. In der repräsentativen Stichprobe wurden dabei knapp 60.000 Haushalte mit einem Monatsbruttoeinkommen bis 18.000 Euro hinsichtlich unterschiedlicher Merkmale erfasst. Zugrunde gelegt wurden dabei Haushalte, die über eine oder mehrere Einkommensquellen verfügen. Zur Bestimmung des monatlichen Haushaltsnettoeinkommens wurden alle Einnahmen aus Erwerbstätigkeit, aus Vermögen, aus öffentlichen und nichtöffentlichen Transferzahlungen sowie aus Untervermie-

tung berücksichtigt und davon die Einkommensteuer, Kirchensteuer und der Solidaritätszuschlag sowie die Pflichtbeiträge zur Sozialversicherung abgezogen. Nicht erfasst werden in der Nettoeinkommensstatistik – neben den Hochverdienern – Obdachlose und landwirtschaftliche Betriebe. Auf der Grundlage der Stichprobe konnte auf die Situation in gut 40 Millionen Haushalten in Deutschland hochgerechnet werden, in denen knapp 80 Millionen Menschen leben. Die Hochrechnung auf die gesamte Volkswirtschaft erfolgte auf der Basis des aktuellen Mikrozensus.

Tab. 2: Differenzierte Stromkostenbelastung privater Haushalte 2013

monatl. HH-Nettoeinkommen			hochgerech- nete HH [Tsd.]	Per- so- nen pro HH	Strom- ver- brauch ¹⁾ [kWh/a]	monatl. Strom- ausgaben mit EW [EUR]	Strom- ausg.- Anteil mit EW bezgl. Mittel- wert [v.H.]	Eink.- Schwelle zur 5%- Grenze mit EW [EUR]	monatl. Strom- ausgaben ohne EW [EUR]	Strom- ausg.- Anteil ohne EW ²⁾ bezgl. Mittel- wert [v.H.]	Eink.- Schwelle zur 5%- Grenze ohne EW [EUR]	Personen in der Klasse [Tsd.]	von Elektr.- armut betrof- fen ³⁾ mit EW [Tsd.]	von Elektr.- armut betrof- fen ³⁾ ohne EW [Tsd.]
von	bis	Klassen- mitte												
0	900	450	4.893	1,1	1709	40,9	9,1	818	27,9	6,2	557,5	5.382	4.895	3.334
900	1.300	1.100	5.634	1,3	1898	45,4	4,1	909	30,9	2,8	619,0	7.324	159	
1.300	1.500	1.400	3.051	1,5	2086	49,9	3,6	999	34,0	2,4	680,5	4.577		
1.500	2.000	1.750	6.571	1,7	2275	54,5	3,1	1089	37,1	2,1	741,9	11.171		
2.000	2.600	2.300	6.241	2,2	2746	65,7	2,9	1315	44,8	1,9	895,7	13.730		
2.600	3.600	3.100	6.577	2,6	3123	74,8	2,4	1495	50,9	1,6	1018,6	17.100		
3.600	5.000	4.300	4.276	2,9	3406	81,5	1,9	1631	55,5	1,3	1110,8	12.400		
5.000	8.000	6.500	2.599	3,1	3594	86,1	1,3	1721	58,6	0,9	1172,3	8.057		
8.000	...		190											
Summe			40.032									79.741	5.054	3.334

1) Für die erste Person wurde ein Verbrauch von 1.615 kWh/a unterstellt; für die weiteren Personen wurde der Zuwachs von 1.615 kWh/a (bei 1 Person) auf 3.500 kWh/a (bei 3 Personen) linear aufgeteilt; als Strompreise wurden dieselben wie für einen Drei-Personenhaushalt angenommen. 2) Strompreis ohne die Energiewendebestandteile. 3) zur Bestimmung wurde eine gleichmäßige, lineare Entwicklung der Personenzahl innerhalb der Klasse unterstellt. Quelle: Statistisches Bundesamt (2013c) und eigene Berechnungen.

Das Problem der *Elektrizitätsarmut* wird dabei virulent in den Nettoeinkommensklassen von Null bis 900 Euro und von 900 bis 1.300 Euro (vgl. Tab. 2). In der ersten Klasse gibt es 4,9 Millionen Haushalte, in denen im Durchschnitt 1,1 Personen und damit in Summe etwa 5,4 Millionen Menschen leben. Bei dem für diese Haushaltsgröße unterstellten Verbrauch ergaben sich für 2013 monatliche Stromausgaben von knapp 41 Euro. Bezogen auf den Klassenmittelwert von 450 Euro liegt damit der Stromkostenanteil am Nettoeinkommen bei 9,1 Prozent. Aber nicht für alle Haushalte dieser Klasse wird die 5-Prozent-Marke (siehe Definition oben) überschritten. Bei den betrachteten Stromausgaben liegt der Schwellenwert dafür bei einem Nettoeinkommen von 818 Euro. Wird eine gleichmäßige Streuung der Beobachtungen innerhalb der Klasse unterstellt, liegen in dieser Klasse knapp 4,9 Millionen Menschen unterhalb der Schwelle und müssen als *elektrizitätsarm* eingestuft werden. Aber auch in der nachfolgenden Einkommensklasse befinden sich noch elektrizitätsarme Haushalte. Bei nun durch-

schnittlich 1,3 Personen pro Haushalt nimmt der mittlere Stromverbrauch zu, die monatlichen Stromausgaben steigen auf gut 45 Euro. Dabei liegt der Schwellenwert zum Unterschreiten der 5-Prozent-Marke bei einem Nettoeinkommen von 909 Euro an aufwärts. Bei einer linearen Entwicklung innerhalb der Klasse sind hier noch etwa 159.000 weitere Menschen elektrizitätsarm (vgl. Tab. 2). In allen anderen Einkommensklassen sind die erforderlichen Einkommensschwellewerte zum Auslösen der Elektrizitätsarmut unter den jeweiligen Klassenuntergrenzen, so dass hier das Problem nicht auftritt. In Summe waren damit in 2013 unter den oben beschriebenen Verbrauchs- und Preisprämissen, unter der Annahme einer gleichmäßigen Streuung der Beobachtungen innerhalb der Klassen und unter dem geringen Vorbehalt der Stichprobenrepräsentativität *gut 5 Millionen Menschen von der Elektrizitätsarmut betroffen*. Allerdings zeigt sich, dass auch dann, wenn die *Energiewendebestandteile* aus den Strompreisen herausgerechnet werden, rund 3,3 Millionen Menschen diesen Armutsstatus hätten. Durch die *Energiewende* allein sind damit *in 2013 gut 1,7 Millionen Menschen in die Elektrizitätsarmut abgerutscht*. Angesichts eines zumindest weiter ansteigenden und vor allen Dingen sich schneller als die Niedrigeinkommen entwickelnden Strompreises ist zu erwarten, dass die Betroffenheit von relativer Elektrizitätsarmut noch weiter zunehmen wird. Dies ist dann aber eher Ausdruck einer zu bekämpfenden *Einkommensarmut* und weniger eines hohen Strompreises, der allokativ im Hinblick auf den Klimawandel nicht sinken, sondern weiter steigen muss.

5. Ausblick

Die Energiewende hat bisher, wie aufgezeigt, sicher zu wirtschaftlichen Belastungen und auch Anpassungsprozessen bei den Energieversorgern geführt. Dies hätte in dieser für alle Beteiligten negativen Art und Weise nicht passieren müssen. Der politische Fehler ist diesbezüglich bereits 1998 mit der *Liberalisierung der Energiewirtschaft* gemacht worden (vgl. dazu ausführlich das Memorandum 2014). Die herrschende Politik wollte dabei von Anfang an das neoliberale Paradigma einer angeblich vorteilhaften wettbewerblichen Marktsteuerung auch für die so wichtige gesellschaftliche Energiewirtschaft umsetzen. Der Markt und Wettbewerb sollten es richten. Dies hat bis heute nicht funktioniert, weil bis heute ein *holistischer politischer Masterplan* für die Energiewirtschaft und Energiewende fehlt. Das Ergebnis des Versagens sind gesamtwirtschaftliche Fehlallokationen und völlig unnötige Zeitverzögerungen bei der Umsetzung. Letztere zeigen sich im Hinblick auf die Klimabeschlüsse von Paris überdeutlich. Deutschland hinkt hier in der Umsetzung bei den entscheidenden Indikationen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes, mit Ausnahme der Erneuerbaren Energien, weit hinter den

Notwendigkeiten zurück. Noch ist viel zu wenig geschehen und die amtierende CDU/CSU/SPD-Bundesregierung tritt zur Befriedigung von Partialinteressen zu allem Überfluss auch noch auf die Bremse, anstatt Gas zu geben. Das zeigt die ganze Dramatik, aber auch den Spannungsbogen, und führt uns gleichzeitig die weiter notwendigen Kraftanstrengungen vor Augen. Dabei ist aber auch die Erkenntnis wichtig, dass nur durch einen, selbst auch weiter forcierten, Ausbau der Erneuerbaren Energien die notwendige Klimawende in Richtung einer deutlich unter zwei Grad ansteigenden Erderwärmung bis zum Ende des Jahrhunderts nicht gelingen wird. Außerdem müssen sowohl in der Bauwirtschaft als auch im Verkehrswesen wesentlich mehr Kraftanstrengungen in Sachen einer weiteren Energieeinsparung unternommen werden. Allein im Verkehrssektor haben zwischen 2009 und 2014 die Treibhausgasemissionen um sieben Prozent kontraproduktiv zugenommen (Canzler/Creutzig 2016, S. 12). Dabei bei den notwendigen Anpassungsprozessen, wie in der Elektrizitätswirtschaft, weiter auf mehr Markt und Wettbewerb zu setzen, wird nicht zielführend sein. Im Gegenteil: Kommt es hier durch Wettbewerb womöglich sogar zu Preissenkungen, wird dadurch noch fehlallokativ der Verbrauch angeheizt. Die Politik muss daher dringend intervenieren. Auch hier ist für das Verkehrswesen und die Bauwirtschaft im Hinblick auf den Klimawandel ein gesellschaftlicher Masterplan zu entwickeln und dabei werden jährlich Milliarden an Investitionen in zweistelliger Höhe gesellschaftlich zu finanzieren sein.

Literatur

Canzler, W./Creutzig, F. (2016): Ohne Verkehrswende kein Klimaschutz, in: Frankfurter Rundschau vom 07. Januar

Berlo, K./Wagner, O. (2013): Stadtwerke-Neugründungen und Rekommunalisierungen. Energieversorgung in kommunaler Verantwortung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal

BMWi (2014):, EEG-Reform, Berlin, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.htm>, zuletzt abgerufen 2.7.2014, BMWi, Einigung von Bund und Ländern bei der EEG-Reform, <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.did=634058.html>, zuletzt abgerufen 6.12.2014

BMWi (2014a): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier (Grünbuch), Berlin

Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2015a), Die Zukunft der großen Energieversorger, Konstanz/München

Bontrup, H.-J./Marquardt, R.-M. (2015b): Die Energiewende. Verteilungskonflikte, Kosten und Folgen, Köln

Brand, U. (2015): Gutes Klima für Eliten. Der Vertrag von Paris blendet entscheidende Probleme aus. An den Machtverhältnissen ändert er schon gar nichts, in: Frankfurter Rundschau vom 21. Dezember

Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (2014): Kabinett beschließt Aktionsprogramm, 3.12.2014, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/12/2014-12-03-aktionsprogramm-klimaschutz-2020.html>, zuletzt abgerufen 6.12.2014

Eckpunktepapier der Bundesregierung (2014): Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland, Energiewende: Kosten bremsen, Ausbau sichern, Berlin 2014, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/01/2014-01-22-eckpunkte-eeg-reform.html>; [jsessionid=B8C14D909A33E3C71C19E8111E4E6446.s2t1](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/01/2014-01-22-eckpunkte-eeg-reform.html?jsessionid=B8C14D909A33E3C71C19E8111E4E6446.s2t1), zuletzt abgerufen 20.11.2014

Energie-Agentur.NRW (2014): Das neue EEG 2014 – Was ändert sich?, 2014, <http://www.energiedialog.nrw.de/das-neue-eeg-2014-was-aendert-sich/>, zuletzt abgerufen 20.11.2014

Kemfert, C. (2015): Klimareserve: eine unsinnige, teure und klimapolitisch fragwürdige Abwrackprämie für alte Kohlekraftwerke, in: DIW-Wochenbericht Nr. 46

Kemfert, C./Gerbaulet, C./von Hirschhausen C./Lorenz, C./Reitz, F. (2015): Europäische Klimaschutzziele sind auch ohne Atomkraft erreichbar, in: DIW-Wochenbericht Nr. 45

Knuf, T. (2016): Den Schmutz zu den Nachbarn, in: Frankfurter Rundschau vom 8. Januar

Koalitionsvertrag (2013): CDU/CSU/SPD, Deutschland Zukunft gestalten: Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, Berlin

Wenzel, B./Nitzsch, J. (2010): Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis eines aktualisierten EEG-Ausbaupfades, (Hrsg.) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik, Fraunhofer Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik und Ingenieurbüro für neue Energien

(Vom Autor für das MEMORANDUM 2016 eingereichter Beitrag, der von der Endredaktion aus Platzgründen um wichtige Textteile gekürzt wurde.)